

Juhani Tonteri

# **Sähkömarkkinamallin hyödyntäminen alueellisen sähkönsiirtoverkon suunnittelussa**

## **Sähkötekniikan korkeakoulu**

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 10. lokakuuta 2014.

**Työn valvoja:**

Prof. Matti Lehtonen

**Työn ohjaaja:**

DI Antero Reilander



**Aalto-yliopisto**  
**Sähkötekniikan**  
**korkeakoulu**

Tekijä: Juhani Tonteri		
Työn nimi: Sähkömarkkinamallin hyödyntäminen alueellisen sähkönsiirtoverkon suunnittelussa		
Päivämäärä: 10.10.2014	Kieli: Suomi	Sivumäärä: 7+74
Sähkötekniikan laitos		
Professuuri: Sähköjärjestelmät		Koodi: S-18
Valvoja: Prof. Matti Lehtonen		
Ohjaaja: DI Antero Reilander		
<p>Kantaverkon alueellinen suunnittelu perustuu mitoittavien tehonsiirtotilanteiden tarkasteluun. Sähkömarkkinamallien avulla tulevaisuuden tuotantoa ja kuormitusta voidaan ennustaa ja siten verkon kuormituksen ajallista vaihtelua tarkastella. Toistaiseksi tulevaisuuden tehonsiirtoja ei ole voitu ennustaa riittävällä tarkkuudella alueellisen verkkosuunnittelun tarpeisiin ja siksi markkinamalleja on hyödynnetty lähinnä 400 kV:n päävoimansiirtoverkon suunnittelussa. Alueellisella verkkosuunnittelulla tarkoitetaan pääasiassa 110 kV:n sähkönsiirtoverkon suunnittelua Suomen 13 suunnittelualueella.</p> <p>Tämän diplomityön tavoitteena oli selvittää voidaanko sähkömarkkinamalleja hyödyntää kantaverkon alueellisessa suunnittelussa. Tutkimuksessa tuli kehittää menetelmä sähkömarkkinamallien hyödyntämiseksi alueellisessa verkkosuunnittelussa ja selvittää kuinka tarkkoja tuloksia menetelmällä voidaan saavuttaa. Lisäksi työssä tuli laatia Kainuun alueellinen verkkosuunnitelma sähkömarkkinamalleja hyödyntäen.</p> <p>Työssä onnistuttiin luomaan BID-sähkömarkkinamalliin perustuva menetelmä, jolla voidaan ennustaa kantaverkon alueellista tehonjakoa. Menetelmän tarkkuus riippui voimakkaasti lähtötiedoista, ja siten esimerkiksi käytettävillä tuulivoiman tuotantarjoilla oli merkittävä vaikutus lopputuloksiin. Menetelmää hyödynnettiin voimajohtojen ja erityisesti tehomuuntajien kuormituksen ajallisen vaihtelun tarkastelussa. Kainuun aluesuunnitelmaa laskettaessa markkinamallianalyysi antoi erinomaisen näkökulman verkkovahvistusten tarpeellisuuden arviointiin. Kainuun aluesuunnitelma laadittiin vuoteen 2030 asti pysyvän tilanteen PSS/E-malleilla, joiden avulla tehtyjä laskentatuloksia verrattiin markkinamallimenetelmän tuloksiin.</p> <p>Johtopäätöksenä todettiin, että diplomityön markkinamallimenetelmää hyödyntämällä voidaan saavuttaa merkittäviä hyötyjä kantaverkon suunnittelussa. Jatkokäytön kannalta suositeltiin menetelmän käyttämistä, erilaisten sovellutusten kehittämistä ja luotettavuuden tarkastelua tuotantopohjaltaan erilaisilla verkon alueilla. Markkinamallimenetelmän apuvälineiden osalta suositeltiin YALFCM-ohjelman jatkokehittämistä. Työ tehtiin Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oy:lle.</p>		
Avainsanat: alueellinen verkkosuunnittelu, verkostolaskenta, sähkömarkkinamalli, markkinamallimenetelmä, Kainuun aluesuunnitelma, kantaverkko, YALFCM		

Author: Juhani Tonteri		
Title: Utilization of an electricity market model in regional power transmission system planning		
Date: 10 <sup>th</sup> of October 2014	Language: Finnish	Number of pages: 7+74
Department of Electrical Engineering		
Professorship: Power systems		Code: S-18
Supervisor: Prof. Matti Lehtonen		
Advisor: M.Sc. (Tech.) Antero Reilander		
<p>Regional power transmission system planning is based on power system simulator calculations with a static worst case scenario. Durations of the worst case scenarios have been difficult to forecast and therefore thorough determining of the stress of electrical components has been imprecise. The electricity market models enable predicting of power production and loading in power systems and make possible the studying of hourly power flow changes. Thus far electricity market models have been used mainly in 400 kV power flow analysis as accuracy of the market models have been overly inaccurate for regional power grid planning. Regional power transmission system planning signifies mainly the planning of 110 kV transmission network on the 13 regions of the Finnish national power grid.</p> <p>Aim of this study is to evaluate whether the electricity market models can be utilized in regional power system planning. If conceivable, a method for utilizing market models shall be developed and its accuracy will be tested. In addition the regional network plan of Kainuu shall be calculated with the help of market models.</p> <p>The work succeeded in establishing a BID-market model method which can be used to predict the future power flows in regional power grids. The accuracy of the method was strongly dependent on the input data, and for instance selection of wind production series had a significant impact on the end results. The method was used to forecast the variation of loading in electrical components, especially in power transformers. The method gave an excellent perspective on the assessment of grid reinforcements in the case of Kainuu. The regional power grid plan of Kainuu was calculated with the steady state analysis of PSS/E up to year 2030 and the results were compared with the outcome of the market model method.</p> <p>Significant savings can be achieved in grid investments with the help of market model method. Hence it is recommended to take the method in use and further develop it for different applications. It is also advised to study the reliability of the method in different power system regions. In addition the market model method tool YALFCM is encouraged to be developed. This work was ordered by the Finnish transmission system operator Fingrid PLC.</p>		
Keywords: regional power transmission system planning, power flow analysis, electricity market model, electricity market model method, regional power grid plan of Kainuu, power transmission system, YALFCM		

## Alkusanat

Tämä diplomityö on tehty opinnäytteeksi Aalto-yliopiston sähkötekniikan korkeakoululle kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:ssä. Työn tekeminen hyvässä työympäristössä on ollut mielenkiintoista ja kehittävää.

Haluan kiittää kaikkia diplomityössä apuna olleita henkilöitä, ohjausryhmääni sekä Fingrid Oyj:tä. Erityisesti haluan kiittää professori Matti Lehtosta diplomityön ammattitaitoisesta valvomisesta, tarkastamisesta sekä mielenkiintoisista kursseista korkeakoululla. Ohjaajaani DI Antero Reilanderia haluan kiittää erinomaisesta ohjauksesta sekä syvällisestä opastuksesta verkkosuunnittelun parissa. DI Kaisa Nykästä haluan kiittää asiantuntevista neuvoista Kainuun aluesuunnitelman laskemisessa sekä erinomaisesta perehdyttämisestä verkkosuunnitteluun. DI Mikko Koskista haluan kiittää pitkäjänteisestä opastuksesta YALFCM-ohjelman parissa. DI Risto Kuusta haluan kiittää markkinamallien tuottamisesta ja hyvistä neuvoista markkinamallianalyysin tekemisessä. Esimiestäni Aki Laurilaa haluan kiittää luottamuksesta ja mahdollisuudesta tehdä diplomityö Fingrid Oyj:lle.

Opintojeni avustamisesta haluan erityisesti kiittää isääni matemaattisissa aineissa ja äitiäni äidinkieleessä sekä vieraissa kielissä. Muusta tuesta opintojeni aikana haluan kiittää kihlattuani Jennaa sekä isovanhempiani.

Erityisesti isoisäni on omalla esimerkillään edesauttanut jaksamistani ja lisännyt motivaatiotani opintojeni aikana. Tämä diplomityö on omistettu sähkövoimatekniikan diplomi-insinöörille ja opetusneuvokselle isoisälleni Antti J. Tonterille.

Helsingissä 8. lokakuuta 2014

Juhani Tonteri

# Sisällys

<b>ALKUSANAT .....</b>	<b>IV</b>
<b>KÄSITTEET .....</b>	<b>VII</b>
<b>1. JOHDANTO .....</b>	<b>1</b>
1.1 TUTKIMUKSEN MOTIVAATIO .....	1
1.2 TUTKIMUKSEN TAVOITTEET JA TUTKIMUSKYSYMYKSET .....	1
1.3 TUTKIMUSMENETELMÄT .....	2
1.4 TUTKIMUSRAPORTIN RAKENNE .....	3
1.5 FINGRID OYJ .....	3
1.6 SUOMEN KANTAVERKKO .....	4
1.7 VOIMAJOHDOT JA -KAAPELIT .....	5
1.7.1 Pylväsrakenteet .....	6
1.8 SÄHKÖASEMAT .....	6
1.8.1 Kokoojakiskojärjestelmät .....	7
1.9 POHJOISMAISET SÄHKÖMARKKINAT .....	11
<b>2. SUUNNITTELUN LÄHTÖKOHDAT .....</b>	<b>14</b>
2.1 ALUEELLINEN VERKKOSUUNNITTELU .....	14
2.1.2 Tuotanto- ja kuormitusennusteet ohjaavat suunnittelua .....	15
2.1.3 Suunnittelussa käytettävät Fingridin tietokannat .....	15
2.2 SÄHKÖNSIIRTOVERKON MITOITUS .....	16
2.2.1 N – 1 -kriteeri .....	16
2.2.2 Sähkönsiirtoverkon komponenttien kuormitettavuus .....	16
2.2.3 Mitoitus eri jänniteportaissa .....	19
2.2.4 Mitoitustilanteet .....	19
2.2.5 Verkkoratkaisut .....	20
2.2.6 Verkkomallit ja laskentatilanteet .....	20
2.2.7 Verkostolaskenta PSS/E:llä .....	21
2.3 SÄHKÖMARKKINAMALLIT .....	22
2.3.1 Samkjøringsmodell .....	23
2.3.2 Samlast .....	23
2.3.3 BID .....	24
2.3.4 Sähkömarkkinamallin valinta .....	24
2.4 YALFCM-OHJELMA .....	25
2.5 MARKKINAMALLIENNUSTEIDEN MUKAISTEN TEHONSIIRTOJEN TARKKUUS KAINUUN ALUEELLA .....	26
<b>3. KAINUUN ALUESUUNNITELMAN LASKEMINEN .....</b>	<b>30</b>
3.1 KAINUUN ALUE .....	30
3.1.1 Sähkönsiirtoverkon kuvaus .....	30
3.1.2 Sähkönsiirtoverkon kuntotiedot .....	32
3.1.3 Sähkönsiirtoverkkoon tehdyt investoinnit .....	34
3.1.4 Suunnitellut tuulivoimahankkeet .....	36
3.1.5 Kulutusennusteet .....	36
3.2 KAINUUN ALUEEN VERKKOMALLIT .....	37
3.2.1 Vuoden 2015 verkkomalli .....	38
3.2.2 Vuoden 2020 verkkomalli .....	39
3.2.3 Vuoden 2025 verkkomalli .....	40

3.2.4 Vuoden 2030 verkkomalli .....	40
3.2.5 Mitoittava tilanne Kainuun verkossa .....	40
3.3 ALUEELLINEN VERKKOSUUNNITELMA .....	41
3.3.1 Esimerkki PSS/E-laskelmista vuoden 2020 verkkomallilla .....	42
3.3.2 Verkon kehitystarpeet vuoden 2025 verkkomallilla, jossa Haapaveden 220 kV:n voimajohdot ovat rengaskäytössä .....	45
3.3.3 Haapaveden 220 kV:n voimajohtojen säteittäiskäytön vaikutukset vuoden 2025 tehonsiirtoihin .....	49
3.3.4 Erikoistapaukset .....	52
3.3.5 Alueellisen verkkosuunnitelman yhteenveto .....	53
<b>4. MENETELMÄ SÄHKÖMARKKINAMALLIEN HYÖDYNTÄMISESTÄ ALUEELLISESSA VERKKOSUUNNITTELUSSA .....</b>	<b>56</b>
4.1 MARKKINAMALLIENNUSTEIDEN VALMISTELU .....	56
4.2 MARKKINAMALLITULOSTEN ANALYSOINTI .....	56
4.3 MARKKINAMALLIMENETELMÄN TOIMIVUUS JA LUOTETTAVUUS .....	57
4.3.1 Tuulisarjojen vaikutukset markkinamallianalyyysiin .....	58
4.4 JATKOKEHITYSTARPEET .....	62
<b>5. YHTEENVETO .....</b>	<b>64</b>
5.1 JOHTOPÄÄTÖKSET .....	64
<b>LÄHDELUETTELO .....</b>	<b>66</b>
<b>LIITE A: NUOJUA - SEITENOIKEA YHTEYDEN KUORMITETTAVUUS.....</b>	<b>71</b>
<b>LIITE B: VENTUSNEVAN MUUNTAJAN KUORMITETTAVUUS .....</b>	<b>72</b>
<b>LIITE C: NUOJUAN MUUNTAJAN KUORMITETTAVUUS.....</b>	<b>73</b>
<b>LIITE D: VUOLIJON MUUNTAJAN KUORMITETTAVUUS.....</b>	<b>74</b>

## Käsitteet

Duplex	Kaksikatkaisijajärjestelmä
ENTSO-E	Eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden kattojärjestö (The European Network of Transmission System Operators for Electricity)
Jännitestabiilius	Jännitteen pysyminen vakaana sille asetetuissa rajoissa
Korona	Erityisesti suurjännitteisten osien terävissä kärjissä ja myös johtimien pinnalla esiintyviä sähköpurkauksia, jotka aiheuttavat tehohäviöitä
Lämmitystarveluku	Kuukausittainen sisä- ja ulkolämpötilojen erotus
N-1	Luotettavuuskriteeri, jonka mukaan sähköjärjestelmän tulee joka hetki kestää mikä tahansa yksittäinen vika aiheuttamatta laajenevaa häiriötä tai stabiiliuden menetystä
Nordic Grid Code	Pohjoismaiset mitoitus säännöt kantaverkolle
PSS/E	Siemensin verkostolaskentaohjelma sähköverkoille (Power System Simulator for Engineering)
Rajakustannus	Yhden lisäyksikön tuotannosta aiheutuva kokonaiskustannuksen muutos
Selektiivisyys	Sähköverkon vikatilanteesta aiheutuvien häiriöiden rajaaminen mahdollisimman pienelle alueelle
Synkroniverkko	Sähköverkko, jolla on yhteisesti säädetty taajuus
Transienttilaskenta	Nopeiden muutosilmiöiden laskenta
Yliaalto	Jännitekomponentti, jolla on vaihtovirran perustaajuudesta poikkeava taajuus

# 1. Johdanto

*Tässä diplomityössä perehdytään alueellisen sähkönsiirtoverkon suunnitteluun eli alueelliseen verkkosuunnitteluun ja sen kehittämiseen. Työn tarkoituksena on tutkia sähkömarkkinamallien tuntikohtaisten tuotanto- ja kulutusennusteiden hyödyntämistä alueellisessa verkkosuunnittelussa ja luoda menetelmä, jolla näitä tietoja voidaan käyttää verkostolaskennassa. Työssä tarkastellaan erityisesti Kainuun aluetta ja laaditaan Kainuun sähkönsiirtoverkon aluesuunnitelma. Kainuun aluesuunnitelmaa tarkastellaan sähkömarkkinamallimenetelmän avulla. Ensimmäisessä luvussa perehdytään tutkimuksen lähtökohtiin, Fingrid Oyj:hin sekä Suomen kantaverkon rakenteeseen ja Pohjoismaisiin sähkömarkkinoihin. Työ tehdään kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:lle (myöhemmin Fingrid).*

## 1.1 Tutkimuksen motivaatio

Viimeiset kolme vuotta Fingrid on investoinut kantaverkkoon enemmän kuin koskaan aikaisemmin vastaavana ajanjaksona. Vuosien 2010 – 2020 aikana kantaverkkoon tullaan investoimaan yhteensä noin 1,5 miljardia euroa. Investoinnit käsittävät 2000 kilometriä voimajohtoja sekä 20 uutta sähköasemaa. Uusiutuvien energiamuotojen lisääntyminen, uudet ydinvoimalaitokset sekä teollisuuden rakennemuutos pitävät kantaverkon haasteellisessa murroksessa. Suurimmat investoinnit kohdistuvat uuden tuulivoimatuotannon vaatimiin verkon vahvistuksiin, tuotannon vaihtelut kattaviin reservivoimalaitoksiin sekä rajajohtoyhteyksiin. Verkkomuutosten ja erityisesti vaihtelevan tuotannon lisääntymisen seurauksena myös verkkosuunnittelu on haasteellisen murroksen keskellä. [1, 2]

Nykyiset alueellisen verkkosuunnittelun työkalut ovat tulevaisuuden tarpeisiin osittain puutteelliset. Tulevaisuuden näkymien aiempaa suurempi epävarmuus sekä siirtotilanteiden ja sähköntuotannon voimakkaampi vaihtelevuus ovat synnyttäneet tarpeita verkkosuunnittelun kehittämiseksi. Sähkömarkkinamallien ennustamia tuntikohtaisia tuotanto- ja kulutustietoja on toistaiseksi käytetty apuna 400 kV:n kantaverkon suunnittelussa ja niiden uskotaan parantavan myös 110 kV:n verkon suunnittelua.

## 1.2 Tutkimuksen tavoitteet ja tutkimuskysymykset

Tutkimuksen tavoitteena on kehittää alueelliseen verkkosuunnitteluun liittyvää laskentaa sähkömarkkinamallien avulla. Työssä pyritään kehittämään menetelmä, jonka avulla sähkömarkkinamalleista saatavia tuntikohtaisia tuotanto- ja kulutusennusteita voidaan tarkastella tehonjakolaskennassa ja siten ennustaa tulevaisuuden tehonsiirtojen ajallista vaihtelua yksittäisillä voimajohdoilla. Työn pääpaino on sähkömarkkinamalleja hyödyntävän menetelmän kehittämisessä, mutta lisäksi tavoitteena on laatia Kainuun sähkönsiirtoverkon aluesuunnitelma vuoteen 2030 asti ja tarkastella tätä työssä kehitetyn markkinamallimenetelmän avulla.



Tutkimuskysymyksiä ovat:

- Voidaanko sähkömarkkinamalleja hyödyntää alueellisessa verkkosuunnittelussa?
- Kuinka sähkömarkkinamalleja voidaan hyödyntää alueellisessa verkkosuunnittelussa?
- Miten sähkömarkkinamallit voidaan yhdistää verkostolaskentaohjelma PSS/E:n kanssa?
- Kuinka luotettavia tuloksia sähkömarkkinamallien hyödyntäminen antaa?
- Kuinka paljon erot lähtötiedoissa vaikuttavat markkinamallimenetelmän tuloksiin?
- Kuinka Kainuun sähkönsiirtoverkkoa tulee vahvistaa tulevaisuudessa?

Suurimpia haasteita tutkimuksessa tulevat olemaan puutteelliset menetelmät sähkömarkkinamallien tietojen siirtämiseksi verkostolaskentaohjelma PSS/E:hen. Lisäksi sähkömarkkinamallien ennusteiden suurpiirteisyys saattaa aiheuttaa epätarkkuutta tuotanto- ja kulutustietojen kohdistamiselle. Nykyisin 400 kV:n verkon suunnittelussa käytettyjen sähkömarkkinamallien tarkkuus on ollut Suomen kokoiselle alueelle riittävää, mutta alueelliseen verkkosuunnitteluun tarkkuus ei välttämättä riitä. Esimerkiksi vesivoimatuotanto on saatettu markkinamalleissa ennustaa ainoastaan Suomen pohjoiselle ja eteläiselle kokonaistuotannolle, jolloin tuotannon kohdistaminen yksittäisille voimalaitoksille on haastavaa.

### 1.3 Tutkimusmenetelmät

Diplomityön tutkimus suoritetaan Kainuun aluesuunnitelman osalta verkostolaskentaohjelma PSS/E:llä, jota käytetään tyypillisesti kantaverkon suunnittelussa. Laskennassa käytetään uutta PSS/E:n versiota 33. Riittävän tarkastelun aikaansaamiseksi suoritetaan laskelmat neljältä eri vuodelta: 2015, 2020, 2025 ja 2030.

Koska Kainuun alueelle on suunnitteilla merkittävä määrä tuulivoimaa, tarkastellaan laskennassa erityisesti tuulivoimatuotannon aiheuttamia vahvistustarpeita. Mahdollisimman todenmukaisen laskennan aikaansaamiseksi lisätään tulevaisuuden verkkomalleihin Kainuun alueeseen vaikuttavat nykyisten aluesuunnitelmien mukaiset verkkovahvistukset ja käytetään laskentatilanteena Kainuun todellisten mittausten mukaista verkon kuormittavinta tuotanto- ja kuormitustilannetta. Lisäksi Kainuun alueen paikalliselta sähköverkkoyhtiöltä pyydetään ennusteita tulevaisuuden kuormituksesta. Mikäli markkinamalleja onnistutaan hyödyntämään laskennassa, verrataan lopuksi markkinamalliennusteiden mukaisia tehonsiirtoja aluesuunnitelman PSS/E-laskelmiin.

Markkinamallimenetelmän kehityksen osalta tarkastelu aloitetaan markkinamallitulosten siirtämisellä PSS/E-ohjelmaan. Jos mahdollista, tulosten siirtämisessä hyödynnetään testausvaiheessa olevaa YALFCM-ohjelmaa, joka on suunniteltu markkinamallitulosten käsittelyyn. Mikäli markkinamallitulokset onnistutaan siirtämään PSS/E:hen, voidaan tulevaisuuden tehonsiirtoja tarkastella. Nykytilanteen markkinamallituloksia tulee kuitenkin ensin verrata Kainuun alueen todellisiin mittauksiin, jotta varmistutaan tulosten siirtämisen onnistumisesta ja markkinamalliennusteiden tarkkuudesta. Mikäli mahdollista, markkinamalliennusteita tarkastellaan tämän jälkeen aluesuunnitelman eri vuosilta ja verrataan tuloksia Kainuun aluesuunnitelman laskelmiin.

Tutkimuksessa käytetään hyödyksi Fingridin tietokantoja, joista saadaan muun muassa verkon todellisia mittauksia, tietoja verkon komponenteista sekä tarkkoja

verkkokaavioita. Verkostolaskennassa, YALFCM-ohjelman käytössä sekä markkinamallien tarkastelussa käytetään lisäksi jokaisen osa-alueen asiantuntijoiden haastatteluja Fingridissä.

## 1.4 Tutkimusraportin rakenne

Diplomityön ensimmäisessä luvussa tutustutaan kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:hin sekä Suomen päävoimansiirtoverkkoon ja Pohjoismaisiin sähkömarkkinoihin. Luvussa käydään läpi Fingridin historiaa ja tehtäviä sekä Suomen kantaverkon rakennetta ja komponentteja.

Toisessa luvussa perehdytään alueelliseen verkkosuunnitteluun ja siinä käytettäviin työkaluihin. Luvussa tutustutaan verkostolaskennan eri vaiheisiin sekä sähkömarkkinamalleihin ja perehdytään verkon mitoittamiseen vaikuttaviin tekijöihin. Luvussa tutustutaan myös Fingrid Oyj:n käyttämään verkostolaskentaohjelma PSS/E:hen sekä Fingridissä kehitettyyn YALFCM-ohjelmaan.

Kolmannessa luvussa syvennytään Kainuun alueen sähkönsiirtoverkkoon sekä siihen vaikuttaviin tulevaisuuden näkymiin. Luvussa tarkastellaan tulevaisuuden verkkomalleja ja laaditaan Kainuun alueellinen verkkosuunnitelma. Verkkosuunnitelman tuloksia verrataan markkinamallimenetelmän tuloksiin.

Neljännessä luvussa käydään läpi sähkömarkkinamallimenetelmän periaate ja jatkokehitystarpeet. Luvussa tarkastellaan myös markkinamallianalyysin luotettavuutta sekä herkkyyttä lähtötietoina käytettyjen tuulisarjojen muutoksiin.

Viides luku on yhteenveto, jossa pohditaan työn onnistumista, tavoitteiden saavuttamista sekä asetettuihin tutkimuskysymyksiin vastaamista. Kappaleessa pohditaan myös työn eri vaiheita sekä työn tulosten merkitystä.

## 1.5 Fingrid Oyj

Fingrid Oyj on vuonna 1996 perustettu suomalainen julkinen osakeyhtiö, joka huolehtii sähkön siirrosta Suomen kantaverkossa. Vuonna 1997 Energiamarkkinavirasto myönsi Fingridille sähkömarkkinalain mukaisen järjestelmävastuun Suomen voimansiirtojärjestelmästä ja Fingrid osti kantaverkon Imatran Voima Oy:ltä sekä PVO-yhtiöiltä. Fingrid omistaa kantaverkon lisäksi myös 19 % pohjoismaisesta sähköpörssi Nord Pool Spot AS:stä. Suomen valtio omistaa Fingridistä 53 %, keskinäinen eläkevakuutusyhtiö Ilmarinen 19 % ja muut institutionaaliset sijoittajat 27 %. Muissa Pohjoismaissa kantaverkkoyhtiöt ovat täysin valtio-omisteisia. Pohjoismaiden muita kantaverkkoyhtiöitä ovat Ruotsin Svenska Kraftnät, Norjan Statnett, Tanskan Energinet.dk ja Islannin Landsnett. [3 s. 4, 4 s. 60]

Fingridin vastuulla ovat kantaverkon käytön suunnittelu ja valvonta, verkon ylläpito ja kehittäminen sekä osallistuminen eurooppalaisen yhteistyöjärjestö ENTSO-E:n (European Network of Transmission System Operators of Electricity) toimintaan. ENTSO-E:ssä Fingrid osallistuu mm. eurooppalaisten verkkosääntöjen laadintaan sekä verkkosuunnitteluun. Sähköntuottajille, jakeluverkkoyhtiöille ja teollisuudelle Fingrid tarjoaa kantaverkko-, rajasiirto- ja tasepalveluita. [1 s. 4]

Sähkömarkkinoita Fingrid tukee antamalla tietoa markkinoista, harmonisoimalla yhteisiä sääntöjä, vastaamalla riittävästä sähkönsiirtokapasiteetista ja poistamalla siirtorajoituksia maiden väliltä. Fingrid vastaa myös rajasiirtoyhteyksien käytöstä Pohjoismaihin, Viroon ja Venäjälle. [3 s. 4, 6]

## 1.6 Suomen kantaverkko

Suomen kantaverkko on koko maan kattava sähkönsiirron runkoverkko, joka toimii Suomen päävoimansiirtoverkkona. Kantaverkkoon liittyvät suuret voimalaitokset ja tehtaat sekä alueelliset jakeluverkot. Sähkövoimajärjestelmän suurimpia etuja on voimansiirto hyvällä hyötysuhteella, sillä suurilla jännitteillä tehoa voidaan siirtää pitkiäkin matkoja matalin häviöin. Tällöin myös tuotanto pystytään sijoittamaan taloudellisesti järkevästi ja hajautetun sähköntuotannon seurauksena käyttövarmuus paranee.

Suomen kantaverkkoon kuuluu yhteensä noin 14 000 kilometriä 400 kV:n, 220 kV:n ja 110 kV:n voimajohtoja sekä yli 100 sähköasemaa. [2] Kuvassa 1 nähdään karttakuva kantaverkosta, jossa sininen väri edustaa 400 kV:n, vihreä 220 kV:n ja punainen 110 kV:n jännitetason voimajohtoja. Lisäksi keltainen väri kuvaa tasavirtayhteyksiä ja mustat voimajohdot niitä verkon osia, jotka eivät kuulu Fingridin omistukseen. Värit kuvaavat samoja verkon osia myös myöhemmin esitettävissä alueellisissa verkkokaavioissa.



Kuva 1. Suomen kantaverkko 1.1.2014. [7]

Suomen sähköjärjestelmä on rajasiirotyhteyksin osa yhteispohjoismaista järjestelmää. Pohjoismaat, lukuun ottamatta Islantia ja Länsi-Tanskaa, kuuluvat samaan synkronialueeseen eli niillä on yhteisesti säädetty vaihtovirran taajuus. Pohjoismainen yhteiskäyttöverkko on tasavirtayhteyksin yhteydessä Keski-Euroopan synkronijärjestelmään ja yhdessä nämä voimajärjestelmät muodostavat alustan maailman suurimmille sähkömarkkinoille. [4 s. 64, 8]

Sähkömarkkinalain mukaan Suomen kantaverkkoyhtiön on omistettava Suomessa sijaitseva kantaverkko. Lain mukainen määritelmä kantaverkosta on

kiistanalainen ja jättää tulkinnan varaa määrätyille säteittäisille voimajohdoille. Nykyisen vuonna 2013 voimaan tulleen sähkömarkkinalain (SML 588/2013, § 31) mukaan "Kantaverkkoa ovat: 1) nimellisjännitteeltään vähintään 110 kilovoltin sähköjohdoista, sähköasemista ja muista laitteistoista koostuva valtakunnallinen yhtenäinen sähkön siirtoverkko; 2) kantaverkonhaltijan hallinnassa oleva, nimellisjännitteeltään vähintään 110 kilovoltin rajayhdysjohto." [5] Lain tulkinnanvaraisuus aiheutuu sanasta siirtoverkko, jota laissa ei ole määritetty. Lain tulkintaa ollaankin tarkentamassa lähiaikoina.

## 1.7 Voimajohdot ja -kaapelit

Sähkön siirrossa ja jakelussa käytetään ilmajohtoja ja kaapeleita. Nämä määritellään asennustavan mukaan: ilmajohdot on ripustettu pylväiden varaan ulkoilmaan ja kaapelit kaapelikanaviin maahan tai veteen. Sisätiloissa kaapelit asennetaan hyllyille. Ilmajohtoja kutsutaan lisäksi avojohdoiksi, jos jokainen johdin on erikseen kiinnitetty kannatineristimiin. [10 s. 250]

Yleisimpiä johdinmetalleja ovat alumiini, kupari, alumiiniseokset ja teräs. Seosalumiinista (AlMgSi) ja teräsvahvisteisesta alumiinista (feral) sekä alumiinista valmistettuja johtimia käytetään lähinnä keskijänniteverkoissa. Teräsvahvisteiset alumiinijohtimet ovat yleisimpiä suurjänniteverkoissa. Terästä käytetään lisäksi ukkosköysien materiaalina. 110 kV:n jänniteportaassa yleisiä avojohdintyypppejä ovat Duck, Condor, Ostrich ja Suursavo, 220 kV:n jänniteportaassa Duck, Condor, Hawk ja Finch ja 400 kV:n jänniteportaassa Finch. Nykyisin uudet voimajohdot rakennetaan 110 kV:n ja 220 kV:n verkossa 2-Duckina ja 400 kV:n verkossa 3-Finchinä. Taulukossa 1 nähdään tyypillisten johdintyyppien teknisiä arvoja. Ensimmäisessä sarakkeessa on johdinrakenteessa olevan alumiinin ja teräksen pinta-alojen suhde ja toisessa sarakkeessa johdinrakenteelle tyypillinen vaihtovirtaresistanssi. [10 s. 278]

Taulukko 1. Johdintyyppien teknisiä arvoja. [10 s. 282, 42]

Johdinlaji	$A_{Al}/A_{Fe} \text{ (mm}^2\text{)}$	$R \text{ (}\Omega\text{/km)}$
Suursavo	106/25	0.27
Ostrich	152/25	0.19
Hawk	242/39	0.12
Duck	305/39	0.09
Condor	402/52	0.07
Finch	565/72	0.05

Suurilla yli 110 kV:n jännitteillä johtimen halkaisijan on oltava riittävän suuri koronapurkausten vähentämiseksi. Koronapurkaukset ovat erityisesti suurjännitteisten osien terävissä kärjissä ja myös johtimien pinnalla esiintyviä sähköpurkauksia, jotka aiheuttavat lisähäviöitä. [4 s. 103, 44] Koronailmiötä voidaan vähentää käyttämällä nippujohtimia, joissa vaihejohdin muodostetaan useammasta samanlaisesta johtimesta, esimerkiksi 2-Finch. Nippujohtimia käytettäessä yhteinen poikkipinta kasvaa ja sähkömagneettisen kentän voimakkuus johtimien pinnalla pienenee. Nippujohtimien osajohtimet tulee sijoittaa riittävän kauas toisistaan, jotta sähkömagneettiset kentät eivät muuttaisi keskinäisten osajohtimien virrantiheyksiä. 110 kV:n ja 220 kV:n jänniteportaassa osajohtimet ovat 30 cm:n ja 400 kV:n jännitteellä 45 cm:n etäisyydellä toisistaan. 110 kV:n jännitteillä saattaa riittää yksikin osajohdin, mutta tätä suuremmilla

jännitteillä käytetään tyypillisesti kahta osajohdinta. 400 kV:n verkossa käytetään nykyään vain kolmea osajohdinta. [10 s. 282]

Avojohdot ovat sähkönsiirron perusratkaisu. Ne vaativat ilmaeristeisyytensä takia suhteellisen paljon tilaa ympärilleen ja tiheään asutuilla kaupunkialueilla, joissa avojohdoja on vaikea sijoittaa, voidaan käyttää myös maakaapeleita. Kaapeleilla on kosteutta, korroosiota ja mekaanista kulutusta kestävä vaippa sekä sähköinen eristys. Eristemateriaalina käytetään muovia tai öljyllä tai kaapelimassalla eristettyä paperia. Kaapeli voidaan lisäksi armeerata eli päällystää teräslangalla tai -nauhalla mekaanisen lujuuden parantamiseksi. Kaapeleissa voi olla yksi tai useampia johtimia. [56 s. 132]

Kaapelit ovat selvästi kalliimpia kuin avojohdot johtuen lähinnä kaapelin kulkureittiin liittyvistä töistä. Maakaapeleille joudutaan rakentamaan omat kaapelikanavat tai -tunnelit. Lisäksi kaapelin varusteet, päätteet ja jatkokset aiheuttavat kustannuksia. Suuren hintansa sekä kaapelin tarvitseman varausvirran takia kaapeleista tehdään yleensä mahdollisimman lyhyitä. Kaapelin varausvirta kuvaa kaapelin maakapasitanssia, johon energia vaihtovirralla varastoituu. Pitkillä kaapeliyhteyksillä käytetäänkin useimmiten tasavirtaa. [10 s. 304, 55 s. 139]

### 1.7.1 Pylväsrakenteet

Voimajohtopylväät koostuvat runko-osasta, ukkosköysien ripustamiseen tarvittavista ukkospukeista ja orsista. Orsia voi olla myös useampia. Pylväät jaotellaan ripustuspylväisiin, kulmapylväisiin, kiristyspylväisiin ja päätepylväisiin. Ripustuspylväitä käytetään suorilla johto-osuuksilla ja kulmapylväitä johdon suuntaa vaihdettaessa. Näillä pylväillä johdot pääsevät liikkumaan vapaasti. Kiristyspylväät ovat yleensä kahden eri kiristysvälin rajalla ja niiden eri puolille kohdistuu erisuuruiset voimat. Kiristyspylväät tarjoavat johtimille jäykän kiristyspisteen eivätkä johtimet pääse liikkumaan vapaasti. Päätepylväät ovat kiristyspylväitä, joihin voimat kohdistuvat ainoastaan toiselle puolen pylvästä. Pylväät voivat olla joko vapaasti seisovia tai harustettuja. [10 s. 264]

Pylväsmateriaaleina käytetään mm. puuta ja terästä. Puu on materiaaleista edullisinta ja sitä käytetään 220 kV:n jänniteportaaseen saakka. Teräspylväät voivat olla erilaisia ristikkorakenteita tai putkipylväitä ja niitä käytetään tilanteissa, joissa puupylväs ei korkeutensa tai lujuutensa puolesta riitä. Alumiinipylväiden käytöstä on luovuttu niissä esiintyneen jännityskorroosion takia. [10 s. 265]

## 1.8 Sähköasemat

Alueellisessa verkkosuunnittelussa on tärkeää ymmärtää voimajohtojen lisäksi myös sähköasemia ja niiden toimintaa. Sähköasemien rakenteet vaikuttavat verkon käyttömahdollisuuksiin ja sähköasemakomponenttien virtakestoisuudet on huomioitava verkon kuormitettavuutta määritettäessä. Seuraavaksi perehdytään sähköasemiin, niiden pääkomponentteihin ja kiskoratkaisuihin.

Sähköasemat ovat sähköverkon solmupisteitä, joiden avulla sähkönsiirto jaetaan eri johdoille. Sähköasemat voidaan jakaa kytkinlaitoksiin ja muuntoasemiin, joista kytkinlaitoksilla yhdistetään saman jännitetasoin johtoja ja muuntoasemilla eri jännitetasojen johtoja. Muuntoasemilla on yksi tai useampi muuntaja. Suomessa 110 – 400 kV:n kytkinlaitokset rakennetaan nykyisin joko avorakenteisina ulkokytkinlaitoksina tai kaasueristeisinä sisäkytkinlaitoksina. Kaasueristeisistä kytkinlaitoksista käytetään yleisesti nimitystä GIS (Gas Insulated Substation) ja niissä käytetään eristävänä kaasuna

rikkiheksafluoridia ( $\text{SF}_6$ ).  $\text{SF}_6$ -kaasun avulla sähköasema saadaan pienempään tilaan kuin ilmaeristeiset asemat. [9]

Sähköasemien päätehtäviä ovat eri kytkentöjen toteuttaminen, jännitteen muuntaminen sekä verkon suojaus ja valvonta. Näitä toimenpiteitä varten sähköasemilla on mm. kytkinlaitteita, muuntajia, mittamuuntajia, releitä, kompensointilaitteita ja kokoojakiskoja. Näitä kutsutaan sähköasemien pääkomponenteiksi.

Kytkinlaitteilla eli katkaisijoilla, erottimilla ja kytkimillä huolehditaan verkon kytkennöistä ja esimerkiksi viallisen verkon osan nopeasta eristämisestä. Katkaisijoilla pystytään katkaisemaan verkossa esiintyvät suuretkin virrat, kun taas erottimia käytetään pitämään verkon osat sähköisesti toisistaan erillään. Kytkimillä voidaan katkaista kuormitusvirran suuruisia virtoja ja kuormanerottimek toimivat sekä katkaisijoina että erottimina. [10, s. 161]

Muuntajat erotellaan teho- ja mittamuuntajiin. Tehomuuntajat ovat sähköasemien päämuuntajia ja niillä huolehditaan jännitteen muuntamisesta jännitetasolta toiselle. Ne ovat sähköasemien arvokkaimpia komponentteja ja sijaitsevat erillisissä betonibunkkereissa. Mittamuuntajia eli virta- ja jännitemuuntajia käytetään verkon jännitteiden ja virtojen muuntamiseen mittauksia varten. Mittausten perusteella esimerkiksi releet antavat tarvittaessa suojauksikomentoja kytkinlaitteille.

Edellä mainittujen laitteiden lisäksi sähköasemilla on kompensointilaitteita. Näillä kompensoidaan loistehon kulutusta ja tuotantoa ja vaikutetaan siten verkon jännitteiden suuruuteen. Kompensointilaitteilla voidaan myös rajoittaa verkon oikosulkua ja maasulkuvirtaa sekä yliaaltoja eli vaihtoverran perustaajuudesta poikkeavia komponentteja. Kompensointilaitteita ovat reaktorit ja kondensaattorit. [55 s. 78, 56 s. 220]

### 1.8.1 Kokoojakiskojärjestelmät

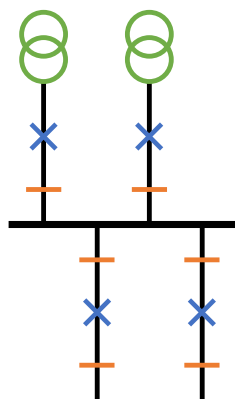
Sähköasemilla kokoojakiskojen tehtävänä on yhdistää eri johtolähdöiltä tulevat sähkövirrat ja mahdollistaa tehonsiirtotilanteiden edellyttämät erilaiset kytkennät. Kiskojärjestelmän avulla sähköaseman komponentteja voidaan ohittaa esimerkiksi huoltoa varten ja kuormia voidaan jakaa eri johtolähdöille. Kokoojakiskoa kutsutaan pääkiskoksi, kun siihen liitytään katkaisijalla ja apukiskoksi, kun siihen liitytään erottimella. Seuraavaksi tutustutaan Suomessa yleisimmin käytössä oleviin kiskojärjestelmiin.

Seuraavalla sivulla olevat piirroksk (kuvat 2 – 6) kuvaavat Suomessa käytössä olevia tyypillisiä kiskojärjestelmiä. Kuvissa siniset komponentit ovat katkaisijoita, oranssit erottimia ja vihreät tehomuuntajia. Perustyyppien kiskojärjestelmiä ovat [10, s. 102]:

- Kiskoton järjestelmä
- Yksikiskojärjestelmä
- Kisko-apukiskojärjestelmä
- Kaksoiskiskojärjestelmä
- Kaksoiskisko-apukiskojärjestelmä
- Duplex eli kaksikatkaisijajärjestelmä

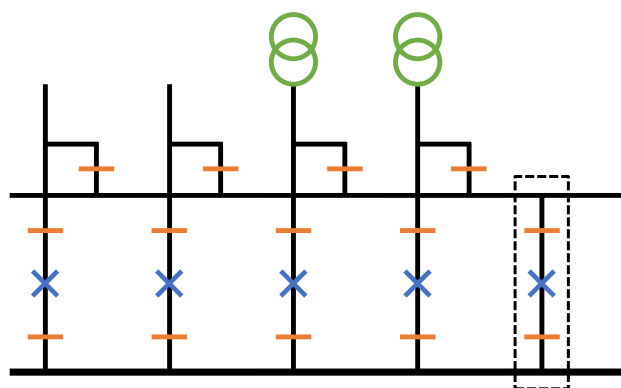
*Kiskoton järjestelmä* on käytössä yksinkertaisilla johdonvarsi- tai pääteasemilla, joissa on ainoastaan yksi muuntaja. Tällaisessa järjestelmässä liityntä tapahtuu suoraan johtoon ilman kokoojakiskoa eikä käyttöä voida jakaa tai katkaisijaa ohikytkeä. [10, s. 102]

*Yksikiskojärjestelmä* (kuva 2) on perusominaisuuksiltaan kuten kiskoton järjestelmä, mutta liityntä tapahtuu kiskon kautta. Järjestelmä on edullinen ja selkeäpiirteinen, mutta muihin kiskojärjestelmiin verrattuna mahdollisuudet esimerkiksi kuormien ryhmittelyyn ja kiskoston huoltoihin ovat rajalliset. Yksikiskojärjestelmän joustavuutta voidaan parantaa jakamalla kisko osiin pitkittäiskatkaisijoilla tai erottimilla. [10, s. 102]



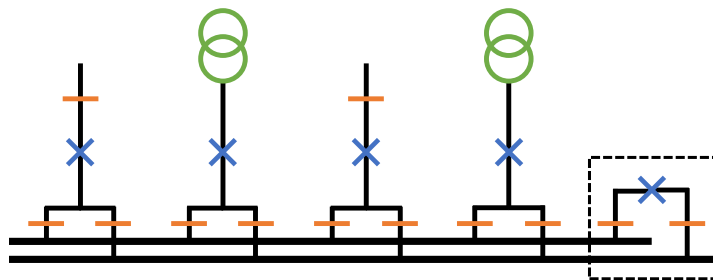
Kuva 2. Yksikiskojärjestelmä

*Kisko-apukiskojärjestelmä* (kuva 3) on huomattavasti yksikiskojärjestelmää käyttövarmempi. Järjestelmässä mikä tahansa katkaisija voidaan ohittaa kiskokatkaisijan avulla ja johtolähtöjä voidaan ohjata apukiskolle. Näin ollen kytkinlaitoksen muutostyöt ja kiskoston huollot ovat helpompia suorittaa ja keskeytysaika lyhenee. Käyttö ei kuitenkaan ole jaettavissa kahdelle eri kiskolle, vaan molempia kiskoja voidaan syöttää joko yhden katkaisijan takaa tai useampia lähtöjä voidaan kytkeä muun laitoksen ohi. [10, s. 103]



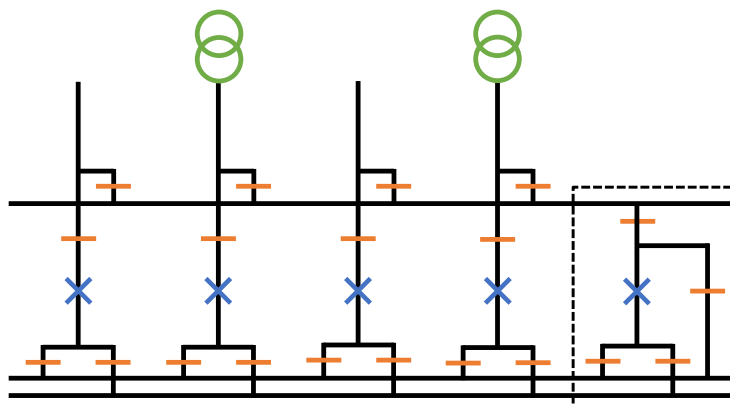
Kuva 3. Kisko-apukiskojärjestelmä. Kiskokatkaisijakenttä on reunustettu katkoviivoin.

*Kaksoiskiskojärjestelmä* (kuva 4) on tyypillinen ratkaisu jakeluasemilla ja teollisuuskojeistoissa. Kiskokatkaisijan avulla järjestelmällä voidaan suorittaa useita erikoistehtäviä: esimerkiksi johtoja ja muuntajia voidaan ryhmitellä eri kiskoilta oikosulkutehojen rajoittamiseksi tai huoltojen ajaksi. Ryhmittelyä voidaan muuttaa myös käytön aikana. [10, s. 103]



Kuva 4. Kaksoiskiskojärjestelmä. Kiskokatkaisijakenttä on reunustettu katkoviivoin.

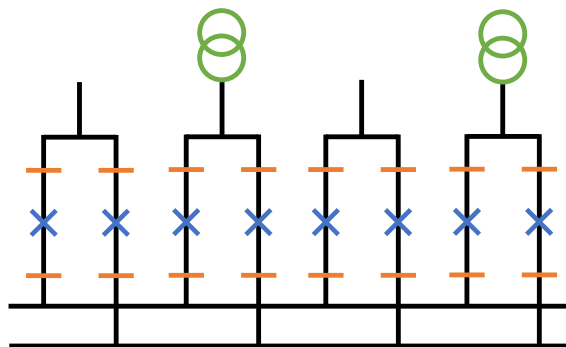
*Kaksoiskisko-apukiskojärjestelmä* (kuva 5) tarjoaa käytännössä samat edut kuin kaksoiskiskojärjestelmä, mutta apukiskon ansiosta kytkentävaihtoehdot ovat vielä monipuolisemmat. Esimerkiksi kaksi kiskoa voidaan samanaikaisesti tehdä jännitteettömiksi, lähtöjä voidaan kytkeä muun laitoksen ohi tai kahta lähtöä voidaan syöttää yhden katkaisijan takaa. Kojien määrä tekee järjestelmästä kuitenkin kalliin ja sitä käytetäänkin lähinnä vaativaa käyttöä tarvitsevilla sähköasemilla. [10, s. 105]



Kuva 5. Kaksoiskisko-apukiskojärjestelmä. Kiskokatkaisijakenttä on reunustettu katkoviivoin.

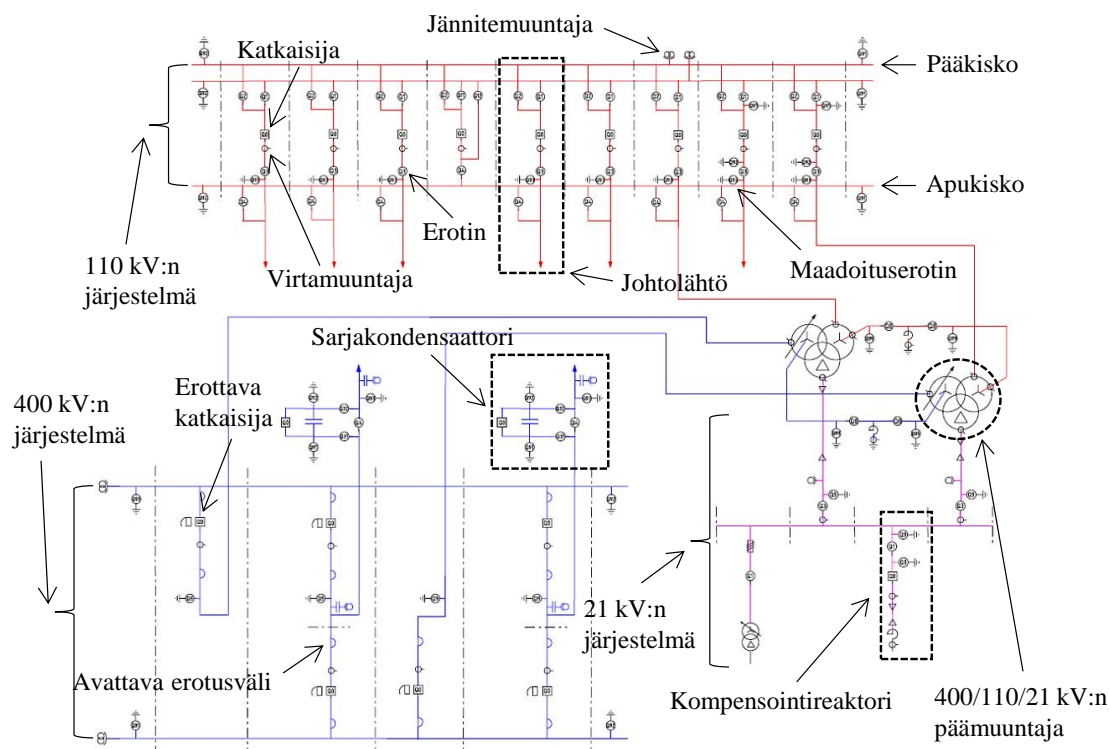
*Kaksikatkaisijajärjestelmä eli duplex* (kuva 6) on kaksoiskisko-apukiskojärjestelmän kanssa eniten kytkentämahdollisuuksia tarjoava kiskojärjestelmä. Duplexissa katkaisijoita ja mittamuuntajia tarvitaan kuitenkin noin kaksinkertainen määrä verrattuna kaksoiskisko-apukiskojärjestelmään, toisaalta kiskoja tarvitaan kolmen sijasta vain kaksi eikä kiskokatkaisijakenttää tarvita. Komponenttien määrää voidaan vähentää käyttämällä erottavia katkaisijoita erottimien korvaamiseksi. Duplexin etuja ovat huoltojärjestelyjen ja käytön selväpiirteisyys ja yksinkertaisuus, käyttövarmuus jopa virheohjausten ja kiskovikojen sattuessa, laajennettavuus, käytön jaettavuus, yksinkertaisempi relesuojaus apukiskon ja kiskokatkaisijan puuttuessa ja soveltuvuus kaukokäyttöön. Järjestelmän haittana on sen kallis hinta. Uudet kantaverkon 400 kV:n kytkinlaitokset rakennetaan Duplexina ja usein erottavalla katkaisijalla ilman johto- ja kiskoerottimia. [10 s. 105, 13]





Kuva 6. Kaksikatkaisija- eli duplex-järjestelmä.

Kuvassa 7 nähdään esimerkkinä Vuolijoen 400/110 kV:n muuntoaseman pääkaavio. Kuvassa on merkittynä sähköaseman tärkeimmät laitteet ja järjestelmät. 400 kV:n yläjännitepuolen (sininen väri) kiskojärjestelmä on duplex ja 110 kV:n alajännitepuolen (punainen väri) kaksoiskisko-apukiskojärjestelmä. Asemalla on kaksi kolmikäämimuuntajaa, jotka muuntavat jännitteen 400 kV:sta 110 kV:iin sekä omakäyttösähköä varten 21 kV:iin. Asemalla on lisäksi kompensointilaitteet loistehon säätöä varten.

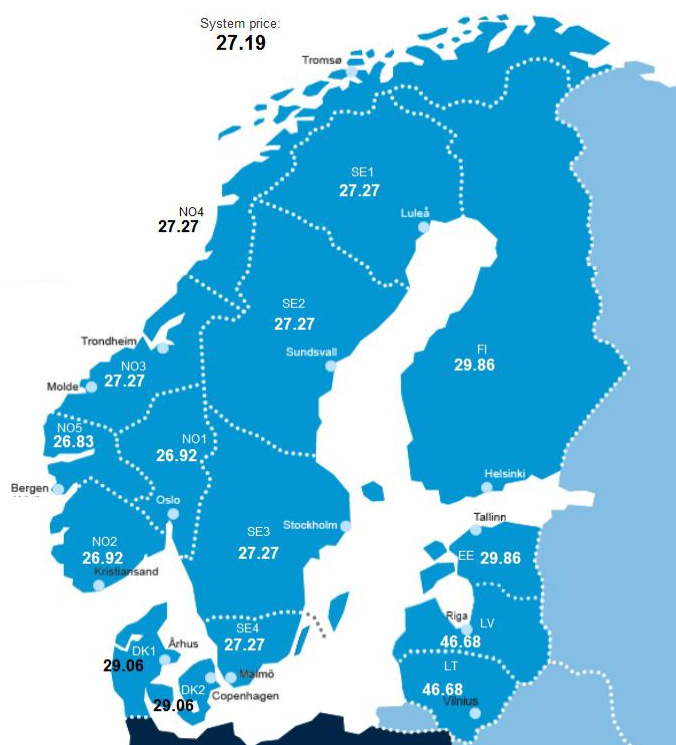


Kuva 7. Vuolijoen sähköaseman pääkaavio.

## 1.9 Pohjoismaiset sähkömarkkinat

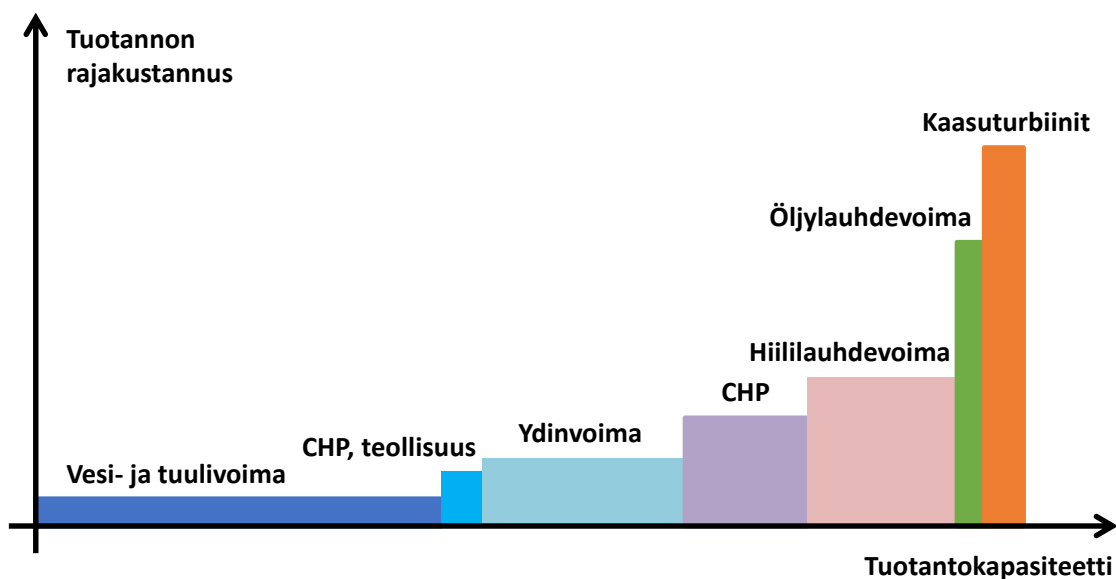
Pohjoismainen sähkömarkkinapaikka eli sähköpörssi on nimeltään Nord Pool Spot. Täällä sähkökauppaa käydään Elspot- ja Elbas-markkinoilla. Elspot-markkinoilla sähkön hinta määräytyy seuraavan päivän jokaiselle tunnille tehtyjen osto- ja myyntitarjousten perusteella, Elbas-markkinat ovat päivänsisäistä kauppaa varten. Elbas-markkinoilta sähköä voidaan hankkia korvaamaan Elspot-markkinoiden vajetta esimerkiksi vikaantuneen voimalaitoksen tuotannon kattamiseksi. [46]

Pohjoismaiset sähkömarkkinat on jaettu hinta-alueisiin. Toisinaan markkinaehtoinen siirtotarve kahden alueen välillä ylittää siirtokapasiteetin, jolloin syntyy niin sanottu pullonkaula ja kahden alueen välille tulee hintaero. Kuvassa 8 nähdään pohjoismaisten sähkömarkkinoiden hinta-alueet vuoden 2014 alussa. [46]



Kuva 8. Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden hinta-alueet euromääräisine hintoineen (e/MWh) 13.3.2014. [57]

Sähkön hinta määrittää millä kustannuksilla sähköä kannattaa tuottaa ja mitä tuotantomuotoja ajetaan. Eri tuotantomuodoille määritellään rajakustannukset, jotka kertovat kuinka paljon seuraava tuotettu yksikkö energiaa maksaa. Mikäli sähkön hinta ylittää tämän rajakustannuksen, kannattaa voimalaitosta ajaa ja sähköä myydä. Kuvassa 9 on havainnollistettu eri tuotantomuotojen tyypillistä ajojärjestystä rajakustannusten perusteella. [46, 17 s. 56]



Kuva 9. Eri tuotantomuotojen tyypillinen ajojärjestys rajakustannusten mukaan. Kaasuturbiineilla tarkoitetaan kevyttä polttoöljyä käyttävää varavoimaa. [61]

Tarkastellaan seuraavaksi sähkön kysyntään ja tarjontaan vaikuttavia tekijöitä [9]:

- Pohjoismaiden vesitilanne (tarjonta)
- Päästöoikeuksien, hiilen ja maakaasun hinta (tarjonta)
- Maailmantalouden tilanne (kysyntä ja tarjonta)
- Markkinatilanne (tarjonta)
- Sähkönsiirron pullonkaulat (tarjonta)
- Kysynnän hintajousto (kysyntä)
- Ilman lämpötila (kysyntä)

Pohjoismaiden vesitilanne ja erityisesti Norjan vesivarannot vaikuttavat merkittävästi sähkön hintaan Pohjoismaissa. Vesitilanteen muutosten seurauksena myös sähköenergian tarjonta vaihtelee ja tämä voi aiheuttaa nopeita muutoksia hinnoissa. Kun vesivarastot ovat täynnä, siirtyy Norjasta edullista vesivoimaa muille alueille ja sähkön hinta pysyy matalana. Suhteellisesti Norjalla on maailmassa eniten vesivoimaa, 99 % tuotantokapasiteetista. Suomessa vesivoimaa oli vuonna 2013 18,7 % tuotantokapasiteetista. [9, 44, 45]

Kuten kuvasta 9 nähdään, ovat kaasuturbiinit, öljylauhdevoima ja hiililauhdevoima viimeisimpiä tuotantomuotoja ajojärjestyksessä ja siten ne määrittävät sähkön hinnan kulutushuippujen aikana. Nämä tuotantomuodot käyttävät fossiilisia polttoaineita, joten niiden rajakustannuksiin vaikuttavat päästökauppa ja päästöoikeuksien hinta. Suomessa hiilivoiman tuotanto vuonna 2013 oli 14,6 %, maakaasun 9,9 % ja öljyn 0,4 % sähköenergian kokonaistuotannosta. [44]

Kuvassa 10 nähdään kuinka vesivoima ja lämpövoima pääsääntöisesti jakautuvat Pohjoismaissa. Lämpövoimaksi lasketaan sellaiset tuotantomuodot, jotka hyödyntävät lämpöenergiaa sähkön tuotannossa, esimerkiksi hiilivoima ja ydinvoima. [47]



Kuva 10. Vesi- ja lämpövoiman jakautuminen Pohjoismaissa.

Maailmantalouden tilanne vaikuttaa yleisesti hyödykkeiden kysyntään ja tarjontaan ja näin ollen niiden hintaan. Myös sähkön kysyntä on sidoksissa talouden kehitykseen ja esimerkiksi taloustilanteesta johtuva teollisuuden rakennemuutos näkyy sähkön kulutuksessa. Jos kysyntä laskee, myös hinnat laskevat ja päinvastoin. Pitkällä aikavälillä myös sähkön tarjonta voi muuttua voimalaitosten lisääntyessä tai vähentyessä kysynnän muutosten seurauksena. [9]

Markkinatilanne eli markkinoille pääsyn helppous vaikuttaa tarjonnan määrään ja siten sähkön hintaan. Jos uusien toimijoiden on vaikea tulla markkinoille, myös tarjonta on suppeampaa.

Sähkömarkkina-alueiden (ks. sivu 11) väliset pullonkaulat vaikuttavat eri alueiden tarjontaan ja siten aluehintaan. Osa pullonkauloista muodostuu rajallisista siirtoyhteyksistä, joita pyritään kehittämään tarpeen mukaan. Toisinaan pullonkauloja aiheuttavat myös käyttöhäiriöt.

Kysynnän hintajousto kuvaa sähkön kysytyn määrän muutosta suhteessa hinnan muutokseen. Toisin sanoen se kuvaa kuinka paljon tuotetta vielä ostetaan hinnan noustessa ja päinvastoin. Välttämättömyyshyödykkeenä sähkö on kysynnältään erittäin joustamatonta ja näin ollen sähkön hinta voi aika ajoin nousta todella korkeaksi. Poikkeuksellisen korkean hinnan aikana teollisuuslaitokset saattavat vähentää tuotantoa. [13]

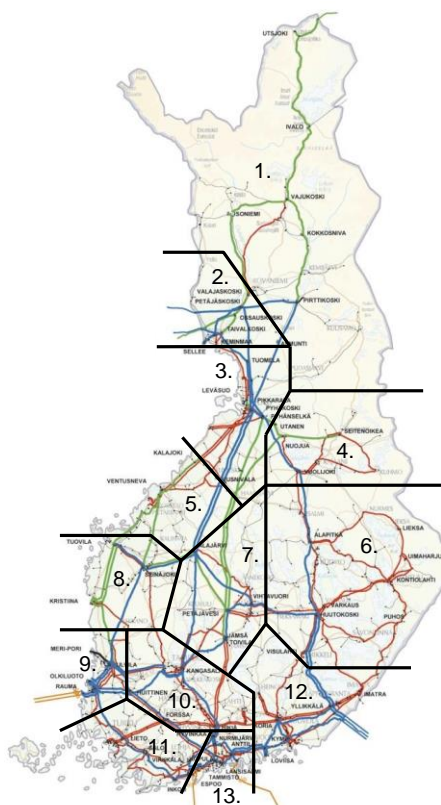
Ilman lämpötila vaikuttaa erityisesti lämmitys- ja jäähdytystarpeeseen ja siten sähkön kysynnän määrään. Esimerkiksi Suomessa vuoden kulutushuiput ovat tyypillisesti talven kylmimpinä tunteina.

## 2. Suunnittelun lähtökohdat

*Toisessa luvussa perehdytään alueelliseen verkkosuunnitteluun ja suunnittelun lähtökohtana käytettäviin mitoitusperiaatteisiin. Luvussa tutustutaan verkostolaskentaohjelma PSS/E:hen sekä Fingridissä kehitettyyn YALFCM-ohjelmaan ja tarkastellaan sähkömarkkinamalleja.*

### 2.1 Alueellinen verkkosuunnittelu

Suomen kanta- ja alueverkot on jaettu 13 suunnittelualueeseen (kuva 11) perustuen maantieteellisiin ja sähkötekniisiin periaatteisiin. Näille alueille tehdään erillisiä alueellisia verkkosuunnitelmia tuotannon ja kulutuksen tulevaisuuden näkymien mukaan. Verkkosuunnitelmia päivitetään 3 – 5 vuoden välein tai tarvittaessa useammin. Noin viiden vuoden tarkasteluaikaa kutsutaan lyhyen aikavälin suunnitteluksi, 5 – 15 vuoden tarkasteluaikaa pitkän aikavälin suunnitteluksi ja tätä pidempää aikaa ylipitkän aikavälin suunnitteluksi. Kantaverkkoyhtiöissä alueellista verkkosuunnittelua on tehty 1970-luvulta lähtien ja nykyisessä muodossaan vuodesta 2003. [4 s. 73, 9]



Kuva 11. Kantaverkon suunnittelun aluerajaukset. Numeroidut alueet ovat: 1. Lappi, 2. Meri-Lappi, 3. Oulun seutu, 4. Kainuu, 5. Pohjanmaa, 6. Savo-Karjala, 7. Keski-Suomi, 8. Etelä-Pohjanmaa, 9. Porin ja Rauman seutu, 10. Häme, 11. Varsinais-Suomi, 12. Kymenlaakso, 13. Pääkaupunkiseutu. [9]

Alueellinen verkkosuunnittelu on sähkönsiirtoverkon suunnittelua, joka sisältää 110 kV:n ja 220 kV:n kantaverkon sekä sitä tukevien 400 kV:n voimajohtojen verkkoratkaisut. Lisäksi suunnittelussa huomioidaan muiden verkkoyhtiöiden alueverkot. Yleisesti voimajohtojen suunnitteluun kuuluu myös johtoreitin valinta, pylväiden sijoitussuunnittelu, yksityiskohtaiset perustus-, pylväs-, ja johdinlaskut sekä maastotutkimukset lupamenettelyineen. Näitä ei kuitenkaan tarkastella vielä aluesuunnitteluvaiheessa. Sähköverkon suunnittelun tärkeimpiä tavoitteita ovat taloudellisuus, luotettavuus, pitkäikäisyys, kestävyys ja turvallisuus. Lisäksi verkossa siirrettävän sähkön tulee olla riittävän laadukasta. Alueellisessa verkkosuunnittelussa keskitytään näiden tarpeiden lisäksi erityisesti riittävän siirtokapasiteetin saavuttamiseen tulevaisuuden tarpeita varten. [4 s. 73, 10 s. 250]

Verkon kuntoa ja siirtokykyä seurataan säännöllisesti ja kantaverkko on jatkuvan kehityksen kohteena. Verkon kehitystarpeita ovat:

- Verkon ikääntyminen
- Siirtokapasiteetin puute
- Oikosulkuvirtojen hallinta
- Sähkönlaadun ongelmat
- Kytkeä- ja keskeytystarpeet

### 2.1.2 Tuotanto- ja kuormitusennusteet ohjaavat suunnittelua

Alueellinen verkkosuunnittelu perustuu ennusteisiin ja arvioihin tulevaisuuden sähköntuotannosta ja kulutuksesta. Fingrid pyytää suoraan verkkoyhtiöiltä, sähköntuottajilta ja suurteollisuudelta arvioita heidän seuraavien 10 – 15 vuoden aikaisesta tuotannosta ja kulutuksesta ja laatii alueellisia ennusteita. Myös asuinalueiden, pk-teollisuuden ja palvelukeskittymien kehittyminen vaikuttaa ennusteisiin. Työ- ja elinkeinoministeriö sekä Energiateollisuus ry laativat lisäksi maan laajuisia ennusteita, mutta nämä ovat alueellisen verkkosuunnittelun tarpeisiin liian suurpiirteisiä. [9]

Ennusteiden perusteella määritellään alueiden tuotantojen ja kulutusten vuosittaiset kasvuprosentit ja arvioidaan verkon käyttöä pitkällä ja lyhyellä aikavälillä. Koska ennusteet sisältävät epävarmuuksia, tehdään verkkosuunnittelusta mahdollisimman joustavia. Epävarmuustekijöihin varaudutaan myös viivästyksellä investointien toteutusajankohtaa mahdollisimman pitkälle. [4 s. 79, 9]

Riittävän aikainen tieto investoinneista edesauttaa niiden käyttöönottoa ja pienentää aikataulullisia riskejä. Uusien kantaverkon sähköverkkoliityntöjen ja niiden tarvitsemien verkon vahvistusten toteuttaminen on hidasta ja suurikin teollisuuslaitos voidaan rakentaa nopeammin kuin sen tarvitsema sähköverkkoliityntä. Esimerkiksi 400 kV:n voimajohdon rakentaminen suunnitteluprosessista käyttöönottoon kestää ympäristöselvityksineen ja lupineen noin viisi vuotta. Tästä johtuen avoin keskustelu eri toimijoiden kanssa on tärkeää. [9]

### 2.1.3 Suunnittelussa käytettävät Fingridin tietokannat

Verkkosuunnitteluun tarvittavia lähtötietoja saadaan Fingridin tietokannoista. Näistä olennaisimpia ovat kunnonhallinnan perustana oleva ELNET, dokumenttien hallintaan käytettävä ProjectWise, karttaohjelma MapInfo sekä historiatietokanta PI.

ELNET sisältää tiedot kantaverkon voimajohdoista ja sähköasemakomponenteista sekä verkon käytön, suunnittelun ja kunnossapidon kannalta tarpeellisia sovelluksia. Verkon komponenttien sähkötekniset arvot, kuten

virtakestoisuudet, on kirjattu ELNETiin. Tulevaisuudessa Maximo-tietojärjestelmä tulee korvaamaan ELNETin osana meneillään olevaa ELVIS-tietojärjestelmähanketta.

ProjectWise sisältää sähköasemien ja voimajohtojen piirustukset ja kaaviot. Tarkimmat piirustukset löytyvät Fingridin omista sähköasemista, mutta johtokaavioiden eli niin sanottujen numeroimiskaavioiden avulla nähdään myös asiakkaiden sähköasemien piirustuksia.

MapInfo toimii karttapohjaisten aineistojen käsittelyssä ja sillä voidaan tarkastella esimerkiksi voimajohtojen reittejä. MapInfolla voidaan myös laskea johto-osuuksien pituuksia ja tarkastella pylvästietoja.

PI on historiatietokantapalvelin, joka sisältää kantaverkon mittaustiedot. Tietokannasta voidaan hakea muun muassa voimajohtojen, tehomuuntajien ja generaattoreiden jännitteitä, virtoja ja tehoja useamman vuoden ajalta. Microsoft Excelille on olemassa PI:n lisäosa, jonka avulla tietoja voidaan hakea suoraan taulukkomuodossa. PI:stä löytyy mm. Fingridin sähköasemien mittaustiedot sekä generaattoreiden mittauksia.

## 2.2 Sähkönsiirtoverkon mitoitus

Alueellista verkkosuunnittelua ohjaavat mitoitusperiaatteet, jotka varmistavat verkon turvallisen mitoituksen ja käytön. Niiden päätavoitteena on kuluttajien sähkön saannin ja laadun turvaaminen vikatilanteista riippumatta. Mitoitusperiaatteet määriteltiin ensimmäisen kerran vuonna 1972, jonka jälkeen niitä on päivitetty aika ajoin. Pohjoismainen yhteiskäyttöverkko noudattaa tällä hetkellä pohjoismaista verkkosääntöä (Nordic Grid Code), mutta tulevaisuudessa tämä korvautuu eurooppalaisilla säännöstyillä Euroopan sähköverkkojen yhdyntyessä. Lisäksi kantaverkkoyhtiöillä on omia sisäisiä mitoituskriteereitä alle 400 kV:n kantaverkon mitoitukselle. [9]

### 2.2.1 N – 1 -kriteeri

Pohjoismaisissa mitoitusäännöissä keskeisimmässä roolissa on N – 1 -kriteeri. Tämän mukaan sähköjärjestelmän on kestävä mikä tahansa yksittäinen verkon vika ilman, että se johtaa vian vaikutusalueen laajenemiseen tai stabiiliuden menetykseen. Voimajärjestelmässä esiintyy vuosittain lukuisia vikoja, kuten generaattoreiden, muuntajien tai voimajohtojen irtoamisia. Vikatilanteiden varalta järjestelmässä on saatavilla ylimääräisiä tuotanto- ja siirtoreservejä. [4 s 272, 10]

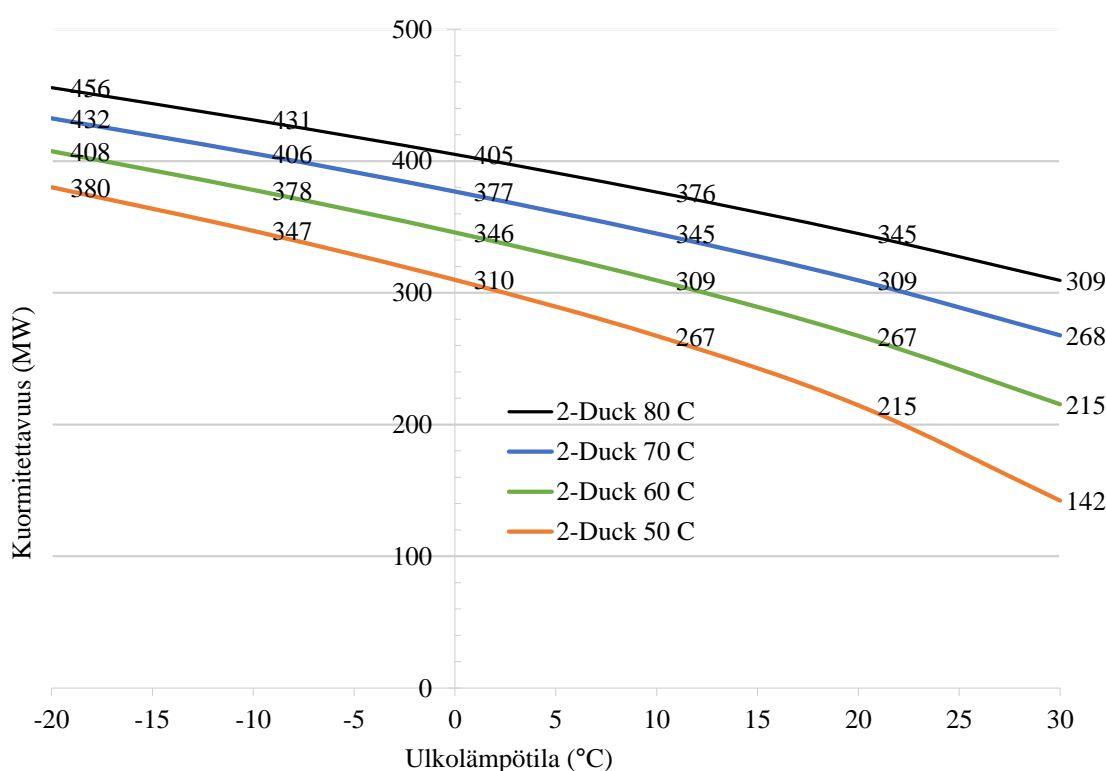
Käytännössä N – 1 -kriteerissä on kyse riskien hallinnasta. Osa verkon siirtokyvystä on varattu mitoittavan vian eli verkon kannalta pahimman vian aikaiseen tilanteeseen. Verkkoa voidaan siten myös ylikuormittaa hetkellisesti. Verkon liiallista ylimitoitusta pyritään kuitenkin välttämään ja sen ehkäisemiseksi harvinaisemmille vioille sallitaan jonkin verran paremmat seuraukset. [9]

### 2.2.2 Sähkönsiirtoverkon komponenttien kuormitettavuus

N – 1 -kriteerin mukaisen mitoittavan vian aikaisen siirtokyvyn määrittää komponenttien kuormitettavuus. Kuormitettavuus riippuu lähinnä sähkövirran aiheuttamasta lämpenemisestä, mutta määräytyillä komponenteilla myös ulkolämpötilasta. Erityisesti voimajohdoilla ja muuntajilla kuormitettavuuteen vaikuttaa myös ulkolämpötila, toisin kuin esimerkiksi katkaisijoilla, erottimilla ja virtamuuntajilla. Lämpötila- ja

kuormitusmittausten historiatietojen perusteella voidaan löytää termisen kuormitettavuuden kannalta mitoittavat tilanteet verkossa. [9]

Voimajohdoilla lämpeneminen aiheuttaa riippuman kasvamista. Mitä kuumempi johto on, sitä enemmän se laajenee ja riippuu lähempänä maata. Voimajohdoilla on turvaetäisyydet, jotka täytyy huomioida verkkoa mitoittaessa. Esimerkiksi 400 kV:n johtimilla vähimmäisetäisyys on viisi metriä. [14 s. 28] Voimajohtojen lämpötilakynnys riippuu pitkälti siitä, milloin johdot on rakennettu. Vanhemmat johdot on saatettu mitoittaa esimerkiksi 50 °C:n lämpötilaan, jolloin kuormitettavuuskin on alhaisempi. Mitoituslämpötila tarkoittaa lämpötilaa, jolla johdon riippuma on vielä sallituissa rajoissa. Nykyisin johdot mitoitetaan 80 °C:n lämpötilaan. Ulkolämpötilan ja johdolla siirtyvän tehon lisäksi myös tuuli vaikuttaa johdon kuormitettavuuteen, mutta sitä ei yleensä huomioida sen satunnaisuuden takia. Kuvassa 12 nähdään kuinka 2-Duck -johdon kuormitettavuus riippuu voimakkaasti mitoitus- ja ulkolämpötilasta. [9]



Kuva 12. 118 kV:n 2-Duck -voimajohdon kuormitettavuuskäyrät ulkolämpötilan funktiona mitoituslämpötiloilla: 50 °C, 60 °C, 70 °C ja 80 °C. [11]

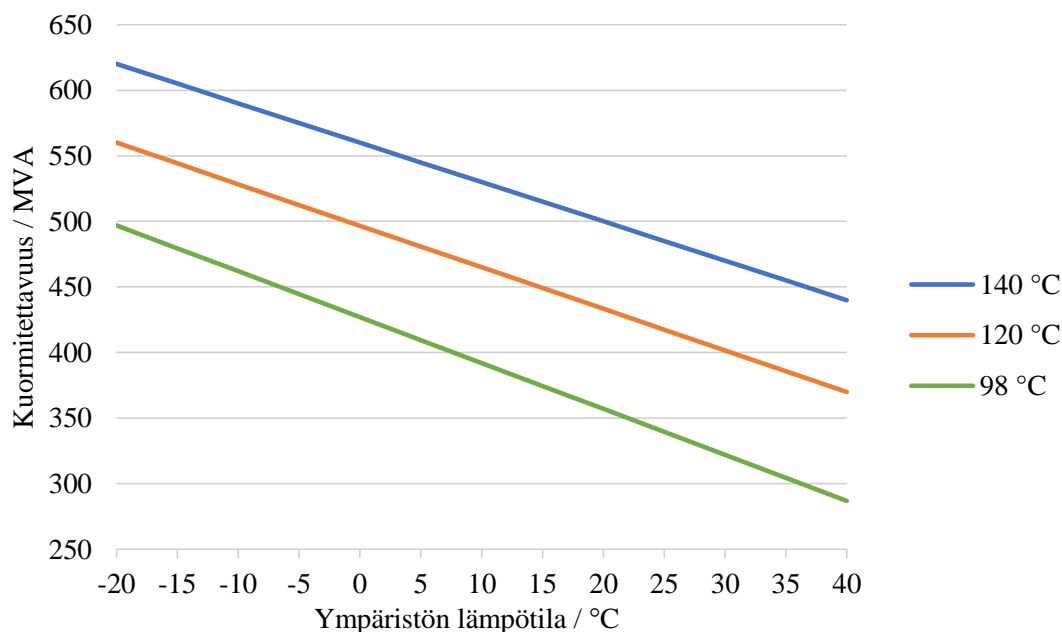
Tehomuuntajilla kuormitettavuus on kääntäen verrannollinen muuntajan lämpötilaan. Lämpötilaa voidaan valvoa käytön aikana mittareilla, jotka on sijoitettu mittaamaan öljyn tai käämien lämpötilaa sekä ulkolämpötilaa. Muuntajan kuormitettavuus riippuu muuntajan kuumimman kohdan lämpötilasta, joka tyypillisesti on muuntajan käämin yläosassa. Käämien lämpötilaa voidaan mitata tarkasti valmistusvaiheessa käämilangan yläosaan sijoitetuilla optisilla kuiduilla. Toisena vaihtoehtona on mitata öljyn lämpötilaa ja johtaa tästä käämin lämpötila. Muuntajien lämpenemiskokeiden perusteella kantaverkon muuntajien kuormitettavuudet tiedetään tarkasti. [53]



Fingridin järjestelmämuuntajia eli tehomuuntajia kuormitetaan tyypillisesti 40 – 60 % teholla nimellistehosta. Muuntajat käyvät siis melko kylminä. Matalan kuormitusasteen takia muuntajien elinikää ei rajoita terminen käyttöikä, vaan muista kemiallisista reaktioista aiheutuva eristinpaperin haurastuminen. Tästä syystä muuntajia voidaan lyhytaikaisesti käyttää suurellakin teholla eliniän lyhenemättä. [9, 53]

Suurin sallittu muuntajakäämien lämpötila pidempiaikaisessa kuormituksessa on 120 °C, jolloin kuormitus on noin 120 – 130 % nimellistehosta. Tässä lämpötilassa muuntajia voidaan käyttää useita päiviä. Lyhytaikaisissa eli alle puolen tunnin mittaisissa ylikuormitustilanteissa muuntajia voidaan kuormittaa 140 °C:seen asti, jonka jälkeen muuntaja irtoaa automaattisesti verkosta. 120 °C:n lämpötilassa muuntajasta annetaan hälytys. [9]

Muuntajien kuormitettavuudet eivät ole suoraan verrannollisia tehoon tai jänniteportaaseen, vaan vaihtelevat yksilöllisesti. Verkkoa suunniteltaessa muuntajille käytetään yleensä ulkolämpötilan 20 °C:n ja muuntajan 98 °C:n mukaista kuormitettavuutta ja yli 98 °C:n kuormitusvara on tarkoitettu ennalta arvaamattomien tilanteiden varalle. Lyhytaikaisissa verkkotilanteissa ja keskeytyssuunnittelussa voidaan käyttää myös 120 °C:n kuormitettavuutta tai yli 120 °C:n kuormitettavuutta jos varaudutaan muuntajan suojeluun esimerkiksi tuotannon nopealla alasajolla. Kuvassa 13 nähdään kuinka Vuolijoen 400 MVA:n muuntajan kuormitettavuus riippuu mitoitus- ja ulkolämpötilasta. [9]



Kuva 13. Vuolijoen 400/110 kV:n ja 400 MVA:n muuntajan kuormitettavuuskäyrät eri mitoituslämpötiloilla (98 °C, 120 °C ja 140 °C) ulkolämpötilan funktiona.

Muuntajien kuormitettavuus riippuu myös kuormituksen kestosta. Lyhytaikainen eli dynaaminen kuormitettavuus on huomattavan suuri verrattuna pitkäkestoiseen kuormitettavuuteen. Muuntajien kuormittumista tarkasteltaessa onkin syytä ottaa huomioon huippukuorman kesto suhteessa kuorman suuruuteen. Ylikuormitusvaran takia pelkästään nimellistehoa ja muuntajan huippukuormaa vertaamalla ei tule tehdä päätöksiä uusien muuntajien hankkimisesta. [53]

Kytkinlaitteita eli erottimia ja katkaisijoita voidaan kuormittaa niiden ominaisen nimellisvirran mukaisesti, eikä niiden kuormitettavuus riipu ympäristön olosuhteista. Tehomuuntajan läpivientieristimiä voidaan tavallisesti kuormittaa 1,5-kertaisella muuntajan nimellisvirralla ja virtamuuntajia 1,2 – 1,5 -kertaisella nimellisvirralla. Ylimoittaessa virtamuuntajien mittaustarkkuus heikkenee. [9]

### 2.2.3 Mitoitus eri jänniteportaissa

Alueellinen verkkosuunnittelu on enimmäkseen 110 kV:n ja toisinaan myös 220 kV:n verkon suunnittelua. Koska päävoimansiirtoverkon ratkaisut vaikuttavat välillisesti myös alueelliseen verkkosuunnitteluun, tarkastellaan yleisesti kaikkien kantaverkon jänniteportaiden suunnittelua.

Mitoitettavan verkon jänniteporras vaikuttaa verkon mitoitukseen. 400 kV:n ja 220 kV:n jänniteportaissa siirtokykyä rajoittavat enimmäkseen jännitestabiilius eli jännitteen pysyvyys, verkon terminen kuormitettavuus sekä generaattoreiden vaimenemattomat tehoheilahtelut. 110 kV:n sekä tietyissä 220 kV:n verkoissa mitoitukseen vaikuttavat eniten terminen kuormitettavuus, jännitteen alenema sekä oikosulkuvirrat. [9]

400 kV:n siirtoverkon mitoituksessa käytetään yhteispohjoismaisia mitoitus suosituksia käyttövarmuuden takaamiseksi. Mitoituksessa otetaan huomioon yksittäiset viat, mukaan lukien kiskovika. 400 kV:n siirtoverkon mitoittavia vikoja ovat tyypillisesti kokoojakiskon vika, suurimman tuotantoyksikön irtoaminen verkosta tai siirtoyhteyden vika. [9]

220 kV:n ja 110 kV:n silmukoitu verkko mitoitetaan rajoittamalla yksittäisen vian, lukuun ottamatta kiskovian, aiheuttama katkos ainoastaan vikaantuneeseen verkon osaan. Vian vaikutusten laajenemisen ehkäisemiseksi vikaantunut osa erotetaan muusta verkosta mahdollisimman nopeasti ja selektiivisesti. Selektiivisyydellä tarkoitetaan ainoastaan vikapaikkaa lähinnä olevien katkaisijoiden avaamista. 110 kV:n verkossa sallitaan lisäksi yksittäisen vian aiheuttama alueellinen toimituskeskeytys sekä kiskovian aikainen sähkökatko kiskoston takana olevilla voimajohdoilla, kunhan ne eivät aiheuta laajenevaa häiriötä. [9, 58]

### 2.2.4 Mitoitustilanteet

Mitoitustilanne kuvaa sellaista hetkellistä tilannetta, jolloin verkko on mahdollisimman suuressa kuormassa. Mitoitustilanteen määrittämisessä voidaan huomioida vuodenaika, lämpötila, tuotantotilanne sekä sähkön tuonti. Verkon mitoitustilanteet vaihtelevat suunnittelualueittain. Mitoitustilanteen kuormitettavuutena käytetään kausitilanteesta riippuen epäedullisinta lämpötilaa vastaavaa tilannetta. Yleisesti ulkolämpötilalla on suuri vaikutus verkon komponenttien termiseen siirtokykyyn, mutta suuren kulutuksen takia kuormittavinta aikaa ovat yleensä kylmät talvipäivät. Muita mitoittavia aikoja voivat olla esimerkiksi tulva-aikojen suuret tuotantoylijäämät tai kesäpäivien voimalaitosten seisokit. [9]

Määrätyillä alueilla 400 kV:n ja 220 kV:n siirtojohtojen eli päävoimansiirtoverkon tehonsiirrot vaikuttavat alueellisen verkon siirtoihin ja mm. häviötehoihin. Näin ollen voimalaitosten käyttö sekä sähkön tuonti ja vienti mallinnetaan mahdollisimman tarkasti mitoitustilannetta vastaavaksi: sähkön tuonti ja vienti määritetään ennusteiden ja sopimusten mukaan, vastapainelaitokset lämpökuorman mukaan ja vesivoima vesitilanteesta sekä vuorokauden- ja vuodenaikasta riippuen.

Lauhdevoimalaitokset ajavat tuotantokustannusjärjestyksessä eli kulloisenkin rajakustannuksen mukaan. [9]

Viimeaikoina lisääntynyt tuulivoima sekä tulevaisuuden tuulivoimahankkeet asettavat erityisiä haasteita kantaverkon suunnittelulle ja mitoitukselle. Tuulivoiman lisääntymistä pitkällä aikavälillä on vaikea ennustaa ja suunnitteilla olevien tuulivoimapuistojen tuotantolukujen arviointi on haastavaa. Tuulivoimatuotannon ennustamiseksi voidaan käyttää yleisiä tuulivoimatuotannon todennäköisyyslukuja, mutta alueellisella tasolla nämä saattavat aiheuttaa epätarkkuutta johtuen paikallisten tuuliolosuhteiden vaihtelusta. [9]

### 2.2.5 Verkkoratkaisut

Kun verkon mitoitus tilanne on määritelty, ryhdytään etsimään vaihtoehtoisia verkkoratkaisuja siirtokyvyn parantamiseksi. Verkkoratkaisuista pyritään löytämään kansantaloudellisesti parhaat vaihtoehdot optimoimalla mm. investointikustannuksia, ympäristövaikutuksia ja siirtohäviöitä. Useimmiten ratkaisuja käydään läpi asiantuntijaryhmän kanssa. [9]

Verkkoa voidaan kehittää erilaisin menetelmin. Tehonjakoa voidaan muuttaa yhdistämällä risteileviä voimajohtoja, siirtoja voidaan hallita kytkin- ja muuntoasemilla, oikosulkuvirtoja voidaan pienentää erottamalla voimajohtoja kytkinlaitoksista ja jännitteitä voidaan säätää rinnakkaiskondensaattoreilla. Jos siirtokykyä ei voida lisätä riittävästi edellä mainituin keinoin, täytyy verkkoa vahvistaa korvaamalla vanhoja komponentteja tai rakentamalla uusia. Väliaikaisissa tai lyhyissä ratkaisuissa myös verkkosuojien käyttö, eli voimajohtojen erottaminen verkosta vikatilanteissa, tai vastakaupat voivat olla kannattavia ratkaisuja. Vastakaupoilla tarkoitetaan energian ostamista paikallisilta tuottajilta. Verkkoratkaisun jälkeen suunnitelmat käydään läpi alueen asiakkaiden kanssa. [9]

### 2.2.6 Verkkomallit ja laskentatilanteet

Kantaverkkoa mallinnetaan verkostolaskentamalleilla, joissa verkosta ja sen olennaisimmista komponenteista on tehty sijaiskytkennät. Mallissa sähköasemat ja haaroituspisteet on kuvattu solmupisteinä, joihin kuormat, generaattorit ja kompensointilaitteet liittyvät. Näitä solmupisteitä yhdistävät johdot ja muuntajat. Mallin ulkopuoliset alueet on kuvattu liittymispisteissä Theveninin ekvivalentteina eli yksittäisinä tuotanto- ja kulutuspisteinä. [9]

Kaikille komponenteille on määritelty niille ominaiset sähköiset arvot, jotka pysyvät muuttumattomina riippumatta verkon käyttötilanteesta. Nämä ovat ns. kylmän verkon dataa. Kuumen verkon datasta puhuttaessa tarkoitetaan tietoja, jotka muuttuvat käyttötilanteen mukaan. Tällaisia ovat esimerkiksi solmupisteiden jännitteet, kytkentätilanteet ja siirtyvät tehot. [9]

Eri tarkoituksiin on käytössä erilaisia verkkomalleja ja laskentatilanteita. Esimerkiksi dynamiikkalaskennassa eli verkon muutosilmiöiden tarkastelussa käytetään koko Pohjoismaiden yhteiskäyttöverkkoa kuvaavia malleja dynaamisen käyttäytymisen huomioimiseksi. Vikavirtalaskennassa taas riittää pelkkä Suomen kantaverkon malli. Alueellisen verkkosuunnittelun kannalta olennaisin verkkomalli on Suomen kantaverkkomalli. [9]

Suomen kantaverkon verkkomalli sisältää kaikki 400, 220 ja 110 kV:n verkot lukuun ottamatta teollisuuslaitosten sisäisiä verkkoja. Alle 110 kV:n verkoista lähinnä muuntajien tähtipisteet ja generaattoreita sisältävät asemat on mallinnettu. Kuitenkin alle

10 MVA:n tehoisia generaattoreita on mallinnettu ainoastaan, jos samaan tuotantoyksikköön kuuluu useampia generaattoreita. Muut alle 110 kV:n verkkorakenteet on kuvattu Theveninin ekvivalenttikuormina ja naapurivaltioiden verkot suppeampina ekvivalentteina. [9]

Keskeisimpiä pysyvän tilan laskentamalleja ovat perus- ja ennustetilanteet. Perustilanteet kuvaavat verkkoa normaalitilanteissa ja ennustetilanteet jonain tulevaisuuden ajankohtana. Ennustetilanteet ovat käytännössä useimmin käytössä verkostolaskentaa tehtäessä. [9]

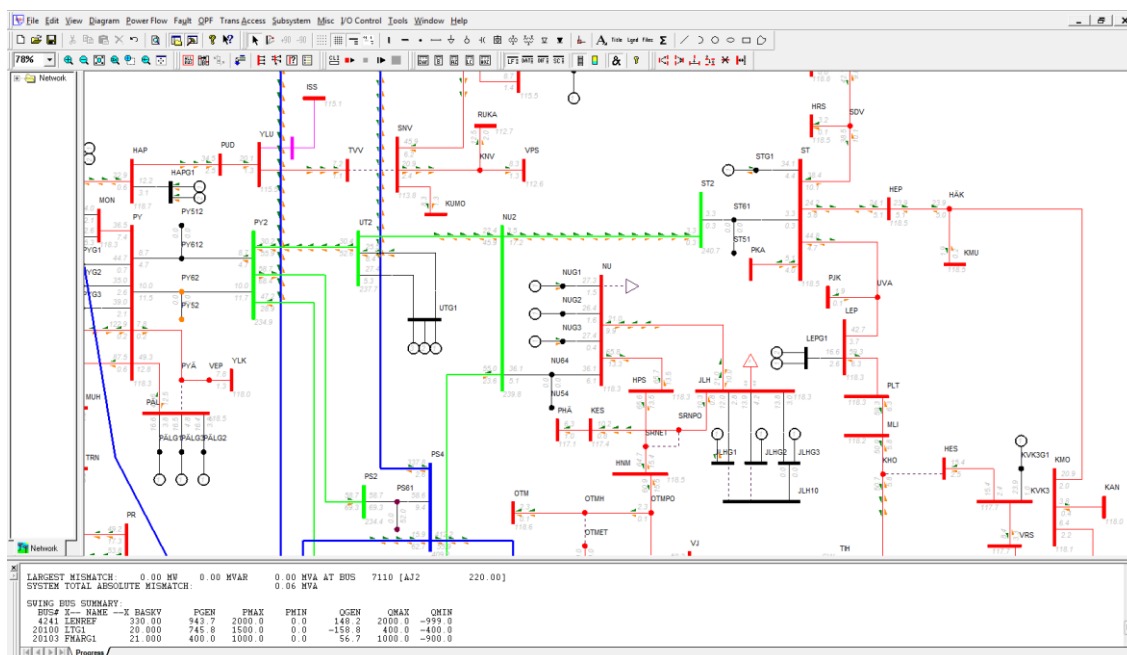
Ennustetilanteita laaditaan vuodessa yleensä kolme erilaista versiota. Tärkeimpiä ovat kesän ja talven ennustetilanteet, joiden lisäksi voidaan laatia kevään tai syksyn ennustetilanne. Talven ennustetilanne kuvaa huippukuorman aikaa ja muut tilanteet useimmiten kyseisen vuodenajan jotakin arki-aamun tuntia, jolloin kulutus-, tuotanto- ja siirtotilanne ovat ajankohdalle tyypillisiä eikä keskeytyksiä ole käynnissä. Toisinaan voidaan myös tehdä vertailun vuoksi yön tilanteita. Ennustetilanteet tehdään pääosin kuluvan vuoden laskutusmittauksista. Alueellisessa verkkosuunnittelussa ennustemalleja joudutaan yleensä muokkaamaan pidemmän aikavälin ennusteita vastaaviksi. [9]

### 2.2.7 Verkstolaskenta PSS/E:llä

Kantaverkon laskenta vaatii suurien tietomäärien käsittelyä ja lukuisten yhtälöiden ratkaisua. Tästä johtuen tietokoneet ovat välttämättömiä apuvälineitä laskennassa. Kantaverkon suunnitteluun käytetään Siemensin verkstolaskentaohjelma PSS/E:tä (Power System Simulator for Engineering), joka on vuonna 1976 julkaistu maailmanlaajuisesti käytössä oleva sähkövoimajärjestelmien laskentaohjelma. PSS/E:llä voidaan simuloida voimajärjestelmää ja analysoida verkkoa. Ohjelmalla voidaan mm. tarkastella tehon jakautumista verkon normaali- ja vikatilanteissa, laskea vikavirtoja, määrittää verkon siirtokykyä ja häviötehoja sekä tehdä dynamiikkalaskentaa. PSS/E:llä tehdyt laskelmat ovat suhteellisen tarkkoja ja vastaavat hyvin todellista verkkoa. Transienttilaskentaan eli nopeiden muutosilmiöiden laskentaan Fingridillä käytetään esimerkiksi PSCAD-ohjelmistoa. [9, 12, 13]

Laskentaa varten verkosta ja sen rakenneosista laaditaan sijaiskytkennät sekä matemaattiset mallit ja näitä varten verkon pääosista tarvitaan tarkat tiedot. Verkon pääosia ovat: kuormat, johdot, muuntajat, generaattorit ja kompensointilaitteet. Laskettavasta tilanteesta riippuen komponenteista tarvittavien tietojen tarkkuus vaihtelee. Esimerkiksi laskettaessa verkon dynaamisia ilmiöitä, tarvitaan yksityiskohtaisempia tietoja kuin laskettaessa staattisia eli pysyviä tilanteita. Yleensä verkon passiiviset komponentit eli johdot ja muuntajat tunnetaan tarkasti. Myös generaattoreiden tiedot ovat hyvin selvillä. Sen sijaan kuormitusten tiedot ovat usein puutteelliset ja tietoja joudutaan arvioimaan tilastojen ja kokemuksen perusteella. [4 s. 75]

Kuvassa 14 nähdään otos PSS/E-ohjelman tehonjakolaskennan näkymästä. Kuvassa olevat viivat kuvaavat voimajohtoja, paksummat lyhyet viivat sähköasemia, katkoviivat irti kytkettyjä komponentteja, kolmiot kuormia ja ympyrät generaattoreita. Kunkin voimajohtojen ja komponentin vieressä näkyy lisäksi harmaa luku, joka kertoo lähtevän tai tulevan pätö- ja loistehon.



Kuva 14. Näkymä verkostolaskentaohjelma PSS/E:n tehonjakolaskennasta. Kuvassa suurin osa kuormista ei ole näkyvissä.

Alueellisessa verkkosuunnittelussa keskitytään useimmiten verkon tehonjaon laskentaan. Eri puolilla Suomea joudutaan kuitenkin ottamaan huomioon erilaisia rajoitteita: esimerkiksi pääkaupunkiseudulla verkon siirtokapasiteettia rajoittavat suuret oikosulkuvirrat, Kainuun alueella jännitteiden säilyminen, Itä-Suomessa terminen kapasiteetti ja Lapissa pitkien siirtoetäisyyksien dynaaminen stabiilius eli muutosilmiöiden vaimeneminen. [4 s. 75 – 77, 13, 59 s. 329]

## 2.3 Sähkömarkkinamallit

Sähkömarkkinamallit ovat apuvälineitä sähkövoimajärjestelmän tuotannon ja kulutuksen simuloinnissa. Malleja käytetään myös sähkömarkkinoiden käyttäytymisen ja tulevien siirtotarpeiden ennustamiseen sekä siirtoverkkoinvestointien kannattavuuden arviointiin. Kantaverkko-operaattoreiden ja sähköntuottajien lisäksi myös muut markkinaosapuolet käyttävät markkinamalleja hyväksi esimerkiksi hintojen ennustamiseen. [9, 17]

Verkkosuunnittelussa sähkömarkkinamalleja käytetään muun muassa siirtoennusteiden, siirtotarpeen ja sähkömarkkinoiden tarkasteluun sekä verkkoinvestointien kansantaloudellisten vaikutusten arviointiin. Pääasiassa markkinamalleja hyödynnetään tarkasteltaessa sähkömarkkinoihin vaikuttavia investointeja. [60]

Sähkömarkkinoihin vaikuttavat investoinnit ovat Suomessa tyypillisesti joko rajajohtoinvestointeja tai P1-siirron investointeja. P1-siirrolla tarkoitetaan Suomen pohjois-eteläsuunnassa tapahtuvaa sähkönsiirtoa. Markkinamalliennusteet tehdään yleensä sekä alkuperäiselle verkolle, että vahvistetulle verkolle. Tämän jälkeen verrataan markkinamallituloksia ja arvioidaan investoinnista aiheutuvia kansantaloudellisia hyötyjä sekä vaikutuksia häviöihin ja käyttövarmuuteen. Yksittäisiä tilanteita voidaan myös tarkastella PSS/E-ohjelmalla. [60]

Markkinamalleissa sähkömarkkinat on jaettu hinta-alueisiin, joita siirtoverkko yhdistää. Hinta-alueiden sisäiset siirtoverkot on yleensä oletettu häviöttömiksi, jolloin sisäisiä siirtorajoituksia ei synny. Sen sijaan alueiden välisten siirtoyhteyksien kapasiteetit huomioidaan laskennassa. Jos eri alueilla on hintaeroja, syntyy sähkönsiirtoa alueiden välillä ja hintaerot tasoittuvat. Näin myös tuotanto jakaantuu optimaalisesti koko markkina-alueelle. [9]

Lähtötietoina sähkömarkkinamalleihin syötetään mm. tuotantolaitosten käyttöön liittyviä tietoja, veden tulovirtaamia sekä kulutus- ja siirtoverkkotietoja. Fingridillä on käytössä kolme erilaista markkinamallia, jotka ovat Samkjøringsmodell, Samlast sekä BID. [9]

### 2.3.1 Samkjøringsmodell

Samkjøringsmodell eli EMPS (EFI's Multiarea Power Scheduling) on yleisin käytössä oleva markkinamalli Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla. Malli kehitettiin alun perin vesivoimantuotannon simulointiin, mutta nykyisin sillä on muitakin käyttötarkoituksia. Samkjøringsmodellin pohjalta on kehitetty myös uusia sähkömarkkinamalleja. [9, 15]

Samkjøringsmodellin laskenta perustuu sähköntuotannon tuotantokustannusten minimointiin. Malli koostuu kahdesta erillisestä laskentavaiheesta: strategian arviointivaiheesta ja simulointivaiheesta. Strategian arviointivaiheessa eri alueiden vesivoimantuotannoille lasketaan alueelliset rajakustannukset ja simulointivaiheessa arvioidaan voimalaitosten optimaalinen ajojärjestys useammaksi vuodeksi. Viikoittaiset vesi- ja lämpöperustaiset tuotannot määritellään arviointivaiheeseen perustuvan markkinaselvityksen mukaan. Mallin laskennan aikaresoluutio on yksi viikko, joka on jaettu pienempiin hintajaksoihin. [15, 17]

Samkjøringsmodellin avulla voidaan määritellä myös kansantaloudellisia arvoja: muun muassa tuottajien ja kuluttajien ylijäämiä sekä pullonkaulatuloja. Pullonkaulatulot ovat kantaverkkoyhtiöille aiheutuvia tuloja, joita syntyy sähköä siirrettäessä matalamman hinnan alueelta korkeamman hinnan alueelle. Samkjøringsmodellin pohjalta on kehitetty sähkömarkkinamalli Samlast. [9, 18]

### 2.3.2 Samlast

Toisin kuin Samkjøringsmodellissa, Samlastissa eli EPF:ssä (Energy and Power Flow model) on mahdollisuus suorittaa tehonjakolaskentaa ja sillä on oma siirtoverkon kuvaus. Tästä johtuen myös yksittäisten johtojen kuormittuminen ja häviöenergia saadaan laskettua ja siirtoverkon rajoitukset voidaan huomioida osana markkinaratkaisua. [9, 17]

Samlast ratkaisee verkon tehonjakolaskennan Samkjøringsmodellista saatavien markkinatilanteen tietojen perusteella. Mikäli laskenta ei suppene, täytyy markkinaratkaisu laskea Samkjøringsmodellissa uudestaan tehonjakolaskelmien antamien rajaehtojen mukaan. Tätä jatketaan, kunnes Samlast löytää suppuenevan ratkaisun tai tietty iteraatiokierrosten enimmäismäärä saavutetaan. [9, 17]

Samlast antaa tulokset markkinaratkaisun lisäksi yksittäisten siirtojohtojen tehonsiirroista, muuntajien ja johtojen häviöistä sekä solmupisteiden tuotannoista ja kulutuksista. Lisäksi Samlastin laskemia tehonjakotilanteita on mahdollisuus ajaa verkostolaskentaohjelma PSS/E:lle tarkempia tarkasteluja varten. Fingridissä Samlastia on käytetty 400 kV:n voimajohtojen tarkastelussa sekä jonkin verran myös 220 kV:n ja 110 kV:n verkon tarkastelussa. [9, 17, 60]

### 2.3.3 BID

BID-markkinamalli on muutamaa poikkeusta lukuun ottamatta verrattavissa Samkjøringsmodellin. Kun Samkjøringsmodell soveltuu parhaiten vesivoimavaltaisille markkina-alueille, BID soveltuu myös lämpövoimavaltaisille markkina-alueille. BID:ssä vesivoima on mallinnettu epätarkemmin, mutta lämpövoimantuotannon mallinnuksessa on otettu huomioon epälineaariset rajoitusehdot eli parametrit, jotka rajoittavat tuotannon säätelyä. Tällaisia ovat esimerkiksi käynnistyskustannukset. [9]

Merkittävin ero Samkjøringsmodellin ja BID:n välillä on aikaresoluutio. Samkjøringsmodellissa aikaresoluutiona on hintajaksoihin jaettu viikko ja BID:ssä tunti. Tuntiresoluutio on hyödyllinen erityisesti markkinoilla, joissa tuotanto on voimakkaasti vaihtelevaa. BID-malli soveltuukin hyvin esimerkiksi paljon tuulivoimaa sisältäville markkina-alueille. [9]

Fingridin käyttämä BID-markkinamalli on nykyisin Pöyry Oyj:n kehittämä BID3-malli. BID3 on kehittyneempi versio BID:stä ja se mallintaa erityisesti voimalaitosten dynamiikkaa sekä vesivoiman, lämpövoiman, yhteistuotannon ja tuuli- ja aurinkovoiman tuotantoa. Mallilla pystytään simuloimaan myös kysynnänjoustossa tarvittavia joustavia kuormia, kuten sähköautoja. BID3:lla voidaan tehdä sekä lyhyen aikavälin simulointeja kaupankäynnin tarpeisiin, että pitkän aikavälin ennusteita. Käyttöliittymä BID3:ssa on edeltäjiään kehittyneempi. [19]

BID3 mallintaa sähköön tuotannon jokaiselle tunnille kaikilla järjestelmän voimalaitoksilla ja huomioi erikseen myös uusiutuvat tuotantomuodot, kuten vesivoiman, tuulivoiman ja aurinkovoiman. Vesivoimatuotannon arvioimiseen käytetään vesiarvolaskentaa ja tuuli- ja aurinkovoiman ennustamiseen historiatietoja tuulimittauksista ja auringon säteilymittauksista. Kuten muissakin markkinamallityökaluissa, myös BID3:ssa laskenta perustuu tuotannontekijöiden optimointiin: malli huomioi voimalaitosten polttoainekustannukset, voimalaitosten käynnistämisestä aiheutuvat kustannukset, päästökaupan sekä markkinoiden vaihdannan. Markkinamallinnuksen ja tehonsiirtotarkastelun lisäksi BID3:a käytetäänkin myös yksittäisten voimalaitosten tai voimalaitosryhmien kannattavuuslaskelmiin sekä erilaisten tuotantopalettien tarkasteluun, kuten lisääntyvän tuulivoimatuotannon vaikutusten arviointiin. [19]

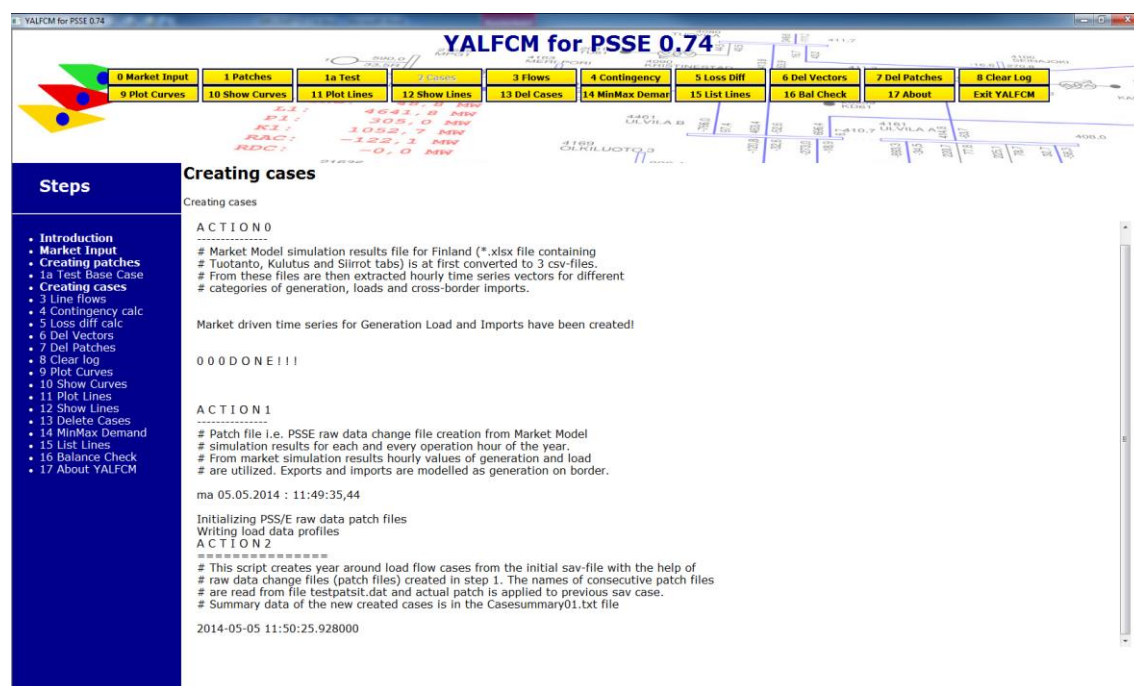
### 2.3.4 Sähkömarkkinamallin valinta

Toistaiseksi Fingridissä on käytetty 400 kV:n verkon suunnittelun apuna pääasiassa Samkjørings-markkinamallia. Samlastin avulla voimajohtojen tehonsiirtojen ajallista vaihtelua on voitu tarkastella myös alemmilla jännitetasoilla, mutta Samkjøringsmodellin aikaresoluutio ei sovellu tuulivoiman kaltaisen nopeasti vaihtelevan tuotannon kuvaamiseen. Koska Kainuun alueella tarkastelu painottuu lähinnä lisääntyvän tuulivoiman vaikutusten arviointiin, valitaan käytettäväksi markkinamalliksi BID3. BID3:n aikaresoluutio soveltuu hyvin nopeasti vaihtelevalle tuotannolle ja lisäksi BID3 on Fingridin käyttämistä markkinamalleista selvästi kehittynein.

BID3:ssa tuulivoiman ennustaminen onnistuu hyvin yksittäisille voimalaitoksille, mutta muun muassa vesivoimatuotanto on ennustettu ainoastaan Suomen eteläiselle ja pohjoiselle kokonaistuotannolle. Koska Kainuun alueella on merkittävä määrä myös vesivoimaa, joudutaan Kainuun aluesuunnitelman laskentaa varten markkinamallin vesivoimaennusteet jakamaan yksittäisille voimalaitoksille erikseen.

## 2.4 YALFCM-ohjelma

Sähkömarkkinamallin tulokset saadaan siirrettyä PSS/E-ohjelmaan Fingridin vanhemman asiantuntijan Mikko Koskisen kehittämällä YALFCM (Year Around Load Flow Case Manipulator) -ohjelmalla. Ohjelma siirtää BID3-markkinamallista saatavat tuotanto-, kulutus- ja rajasiirtotiedot tarkasteluajan jokaiselta tunnilta PSS/E-ohjelman käsiteltäväksi ja tallentaa tämän laskemat tehonsiirtotilanteet. Tilanteita voidaan tarkastella ja muokata jälkikäteen PSS/E:llä. Tämän lisäksi ohjelma tallentaa tarkastelualueen voimajohtojen tehonsiirrot jokaiselta tunnilta erilliseen taulukkoon, jonka avulla voidaan laatia esimerkiksi komponenttien kuormitusten aikasarjoja ja pysyvyyskäyriä. Kuvassa 15 nähdään YALFCM-ohjelman komentoikkuna.



Kuva 15. YALFCM-ohjelma. Keltainen yläpalkki näyttää ohjelman toiminnot ja vasemmalla oleva sininen alue suoritettut vaiheet.

Tutustutaan seuraavaksi markkinamallianalyysissä tarvittaviin YALFCM-ohjelman toimintoihin. Ohjelman ajo aloitetaan syöttämällä markkinamallitulokset vaiheessa "0 Market Input". Markkinamallitulokset syötetään Excel-tiedostona, joka tulee muokata kappaleen 4.1 mukaisesti sopivaan muotoon. Ohjelmalle syötetään tuntimäärä, jolle ajo suoritetaan ja tämän jälkeen ohjelma muodostaa tuotannon, kulutuksen ja rajasiirtojen aikasarjavektorit. Seuraava toiminto, "1 Patches", määrittää PSS/E-tilanteille tuotannon, kulutuksen ja rajasiirrot aikasarjavektorien perusteella. Rajasiirrot mallinnetaan yksittäisinä ekvivalenttisina generaattoreina rajajohdoilla.

Seuraavaksi suoritetaan toiminto "2 Cases", joka luo varsinaiset PSS/E-tilanteet valitulle tuntimäärälle vaiheiden 0 ja 1 perusteella. Tämän jälkeen vaiheessa "15 List Lines" valitaan tarkasteltava alue, jolta tehonjakotulokset tallennetaan. Alue valitaan aluenumeron mukaan, jotka on määritelty Suomen kantaverkon alueille PSS/E-ohjelmassa.

Viimeinen toiminto "3 Flows" ajaa vaiheessa 2 määritetyt PSS/E-tilanteet PSS/E-ohjelmaan ja tallentaa tarkastelutuntien tehonsiirrot ohjelman pääkansioon. Vaiheessa 3 voidaan myös määrittää tarkasteluajana olleet keskeytykset, jolloin ne huomioidaan laskennassa. Keskeytyksiä varten ohjelman päähakemistossa on tiedosto, johon



keskeytykset voidaan listata. Koko ohjelman ajo vuoden mittaisella tarkastelulla kestää 2 – 3 tuntia.

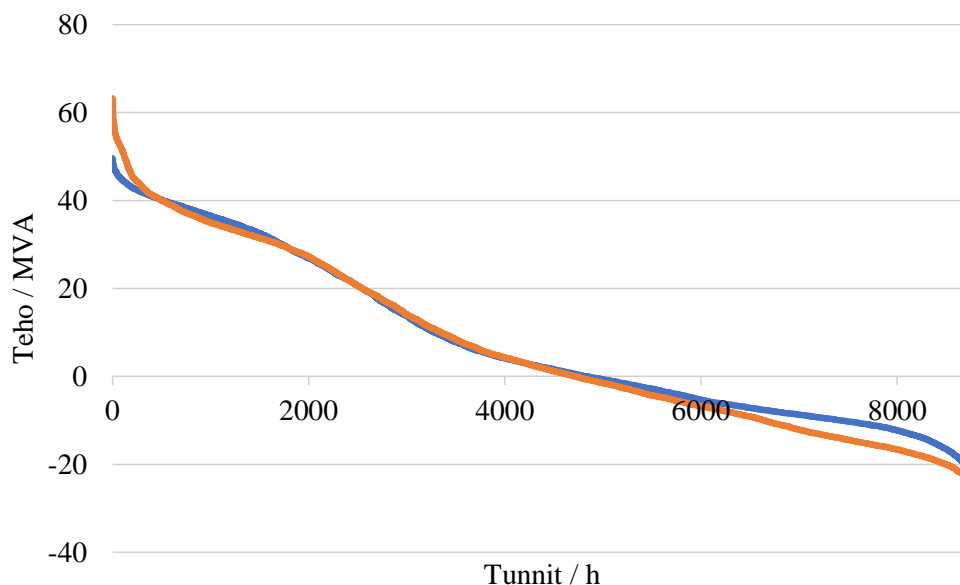
## **2.5 Markkinamalliennusteiden mukaisten tehonsiirtojen tarkkuus Kainuun alueella**

Koska markkinamalliennusteita ei ole aiemmin käytetty alueellisen sähkönsiirtoverkon suunnittelussa ja myös YALFCM-ohjelma on testausvaiheessa, on syytä tarkastella kuinka hyvin YALFCM-ohjelmalla lasketut BID3-ennusteiden mukaiset tehonsiirrot vastaavat Kainuun alueen todellisia tehonsiirtoja.

Markkinamalliennusteista laskettujen tehonsiirtotilanteiden tarkkuutta voidaan tutkia vertaamalla aiempien vuosien ennusteiden mukaisia tehonsiirtoja todellisiin mittauksiin. Käytetään laskennassa vuoden 2013 BID3-ennustetta ja lasketaan YALFCM -ohjelman avulla vastaavat tehonsiirrot Kainuun sähkönsiirtoverkossa. Koska BID3:lla ei saada ennusteita Kainuun alueen paikallisesta tuotannosta tuulivoimaa lukuun ottamatta, käytetään paikallisten tuotantolaitosten tuotantotietoina todellisia vuoden 2013 mittauksia ja siirretään mittaukset markkinamalliin yksittäisinä voimalaitoksina. Myös kuormat voitaisiin määrittää erikseen Kainuun alueelle, mikäli kaikkien yksittäisten kuormien mittaustiedot olisivat saatavilla.

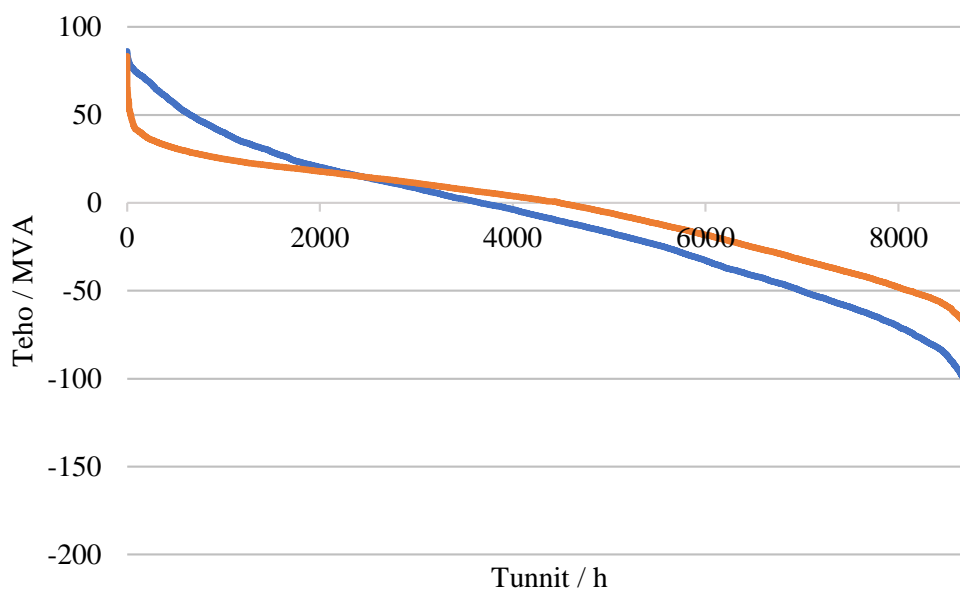
Koska vuoden jokaiselle tunnille on oma laskentatilanteensa ja vertailtavia tehonsiirtotilanteita on siten 8760 kappaletta, tarkastellaan vertailun helpottamiseksi tehonsiirtojen pysyvyyskäyriä. Pysyvyyskäyrät näyttävät tarkasteltavien voimajohtojen tuntikohtaiset tehonsiirrot suuruusjärjestyksessä, jolloin voimajohtojen kuormituksien jakaantumista on helppo tarkastella. Kuvissa 16 ja 17 on esitetty esimerkkinä kahden Kainuun alueella olevan voimajohdon mittausten ja BID3-ennusteiden mukaiset tehonsiirtojen pysyvyyskäyrät.

Seuraavalla sivulla olevan kuvan 16 Seitenoikea-Leppikoski voimajohdon markkinamallin ja PI-mittausten mukaiset pysyvyyskäyrät ovat hyvin lähellä toisiaan. Huippukuormilla nähdään, että todellisten mittausten mukaiset huippukuormat ovat hieman suuremmat sekä Seitenoikean että Leppikosken suuntaan, mutta muuten pysyvyyskäyrien muodot ovat hyvin yhtenevät.



Kuva 16. 110 kV:n Seitenoikea-Leppikoski voimajohdon pysyvyyskäyrä vuonna 2013. Sininen käyrä kuvaa BID3-ennusteesta laskettua pysyvyyttä ja oranssi käyrä todellisten mittausten mukaista pysyvyyttä.

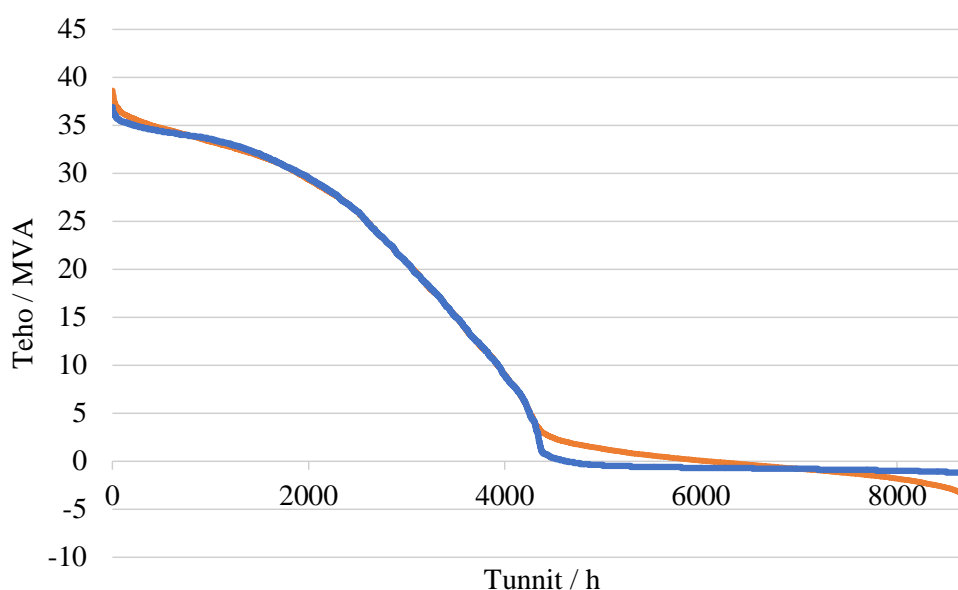
Kuvan 17 Pyhäkoski-Utanen voimajohdon BID3-ennusteen ja mittausten pysyvyyskäyrissä nähdään joitain eroja. Markkinamallin mukainen huippukuorma Utasen suuntaan poikkeaa mittauksista, mutta Pyhäkosken suuntaan huippukuormat täsmäävät. Muodoltaan ennusteissa on jonkin verran eroja.



Kuva 17. 220 kV:n Pyhäkoski-Utanen voimajohdon pysyvyyskäyrä vuonna 2013. Sininen käyrä kuvaa BID-ennusteesta laskettua pysyvyyttä ja oranssi käyrä todellisten mittausten mukaista pysyvyyttä.

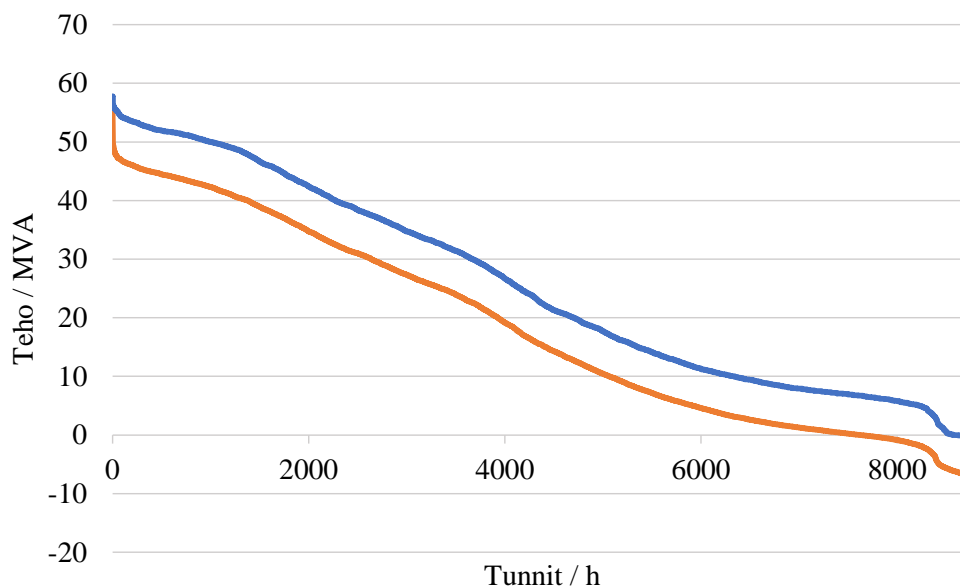
Tarkastellaan seuraavaksi yksittäisten voimajohtojen tehonsiirroista laskettuja Seitenoikean (kuva 18) ja Utasen (kuva 19) sähköasemien tehotaseita tutkiaksemme, mistä erot edellä tarkastelluissa voimajohtojen pysyvyyskäyrissä johtuvat.

Kuvassa 18 olevista Seitenoikean sähköaseman tehotaseiden pysyvyyskäyristä nähdään, että ennusteen ja mittausten mukaiset pysyvyyskäyrät vastaavat hyvin toisiaan. Koska markkinamalliennusteeseen määriteltiin Kainuun tuotantolaitokset erikseen todellisina mittaustuloksina ja Seitenoikean asemalla on ainoastaan tuotantoa, on selvää että markkinamalliennusteen tulisikin vastata mittauksia. Myös Seitenoikealta Leppikoskelle lähtevän voimajohdon (kuva 16) pysyvyyskäyrät olivat yhtenevät johtuen Seitenoikean tehotasapainon hyvästä ennusteesta.



Kuva 18. Seitenoikean sähköaseman tehotase vuonna 2013. Sininen käyrä kuvaa BID-ennusteesta laskettua pysyvyyttä ja oranssi käyrä todellisten mittausten mukaista pysyvyyttä.

Seuraavan sivun kuvassa 19 nähdään Utasen sähköaseman tehotase. Pysyvyyskäyrien muodot vastaavat hyvin toisiaan, mutta niissä nähdään selvä vakiopoikkeama. Tämä viittaisi markkinamalliennusteesta puuttuvaan kuormaan tai ylimääräiseen tuotantoyksikköön. Koska markkinamallin tuotantotiedot vastasivat mittauksia, voidaan olettaa eron johtuvan kuormaennusteen virheestä. Ero näkyi myös Utasen sähköasemalta lähtevällä Pyhäkoski-Utanen voimajohdolla (kuva 17), jolla oli selvää poikkeamaa pysyvyyskäyrissä.



Kuva 19. Utasen sähköaseman tase vuonna 2013. Sininen käyrä kuvaa BID-ennusteesta laskettua pysyvyyttä ja oranssi käyrä todellisten mittausten mukaista pysyvyyttä.

Kaiken kaikkiaan YALFCM-ohjelma näyttää siirtävän markkinamalliennusteet PSS/E-ohjelmaan onnistuneesti ja markkinamalliennusteiden mukaiset tehonsiirrot vastaavat riittävällä tarkkuudella mittauksia, jotta menetelmän testaamista voidaan jatkaa. Epätarkkuutta ennusteiden ja mittausten välillä alueellisella tasolla tuovat pääasiassa kuormaennusteiden poikkeamat sekä joillain voimajohdoilla mittauksissa näkyvät johtohäviöt.

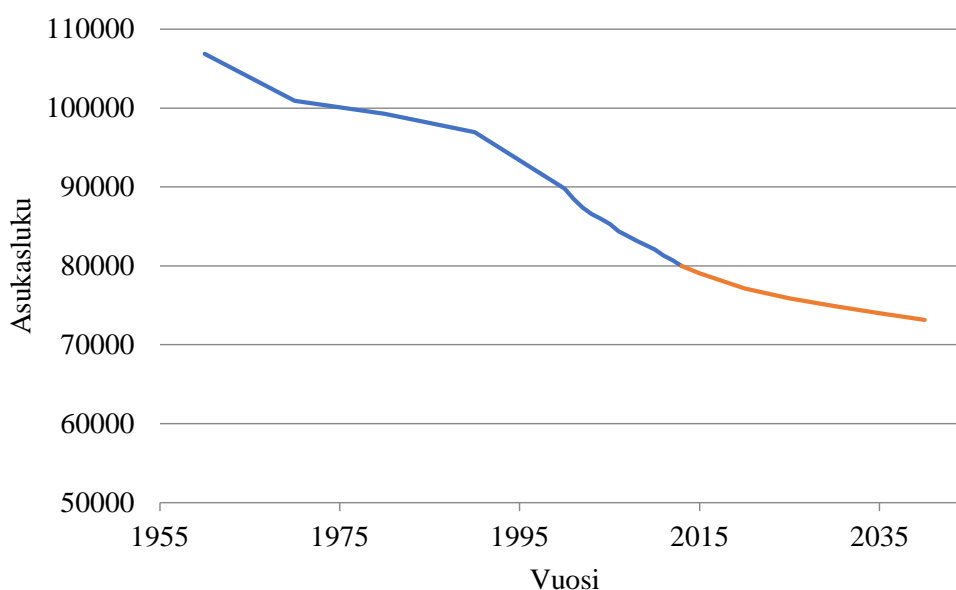
Markkinamalliennusteiden tarkkuutta arvioitaessa laskettiin myös markkinamalliennusteiden mukaiset tehonsiirrot ilman Kainuun paikallisen tuotannon määrittämistä. Tällöin markkinamalliennusteen ja mittausten mukaiset pysyvyysskäyrät olivat täysin erimuotoisia. Tästä voidaan päätellä, että paikallisen tuotannon määrittäminen onnistuneen ennusteen luomisessa on välttämätöntä.

### 3. Kainuun aluesuunnitelman laskeminen

*Kolmannessa luvussa käsitellään Kainuun aluetta, sähkönsiirtoverkkoa, sen kehitystarpeita ja Kainuun alueelliseen verkkosuunnitelmaan vaikuttavia tekijöitä. Luvussa laaditaan Kainuun verkkosuunnitelma ja hyödynnetään tarkastelussa sähkömarkkinamalliennusteita.*

#### 3.1 Kainuun alue

Maantieteellisesti Kainuu on 24 500 neliökilometrin kokoinen yhdeksän kunnan alue Manner-Suomessa Oulujärven ympärillä. Lähes Belgian kokoisesta alueesta noin 80 % on metsää ja talvisin lumipeite on Suomen korkeimpia. Kainuussa on asukkaita noin 80 000. [20] Kainuun asukasluku on laskenut pitkään ja tilastokeskuksen ennusteen mukaan lasku tulee jatkumaan myös tulevaisuudessa. Kuvassa 20 on yhdistetty tilastokeskuksen ilmoittama Kainuun väkiluku vuosilta 1960 – 2013 ja trendiennuste vuosilta 2013 – 2040. Ennusteessa on huomioitu syntyvyyden, kuolleisuuden, kuntien välisen muuttoliikkeen ja siirtolaisuuden vaikutus väestökehitykseen. [39, 40] Asukasluvun vähenemisestä huolimatta sähkön kulutus ei ole laskenut johtuen lisääntyneestä kesäasuntojen sähköistämisestä ja käytöstä. [52]

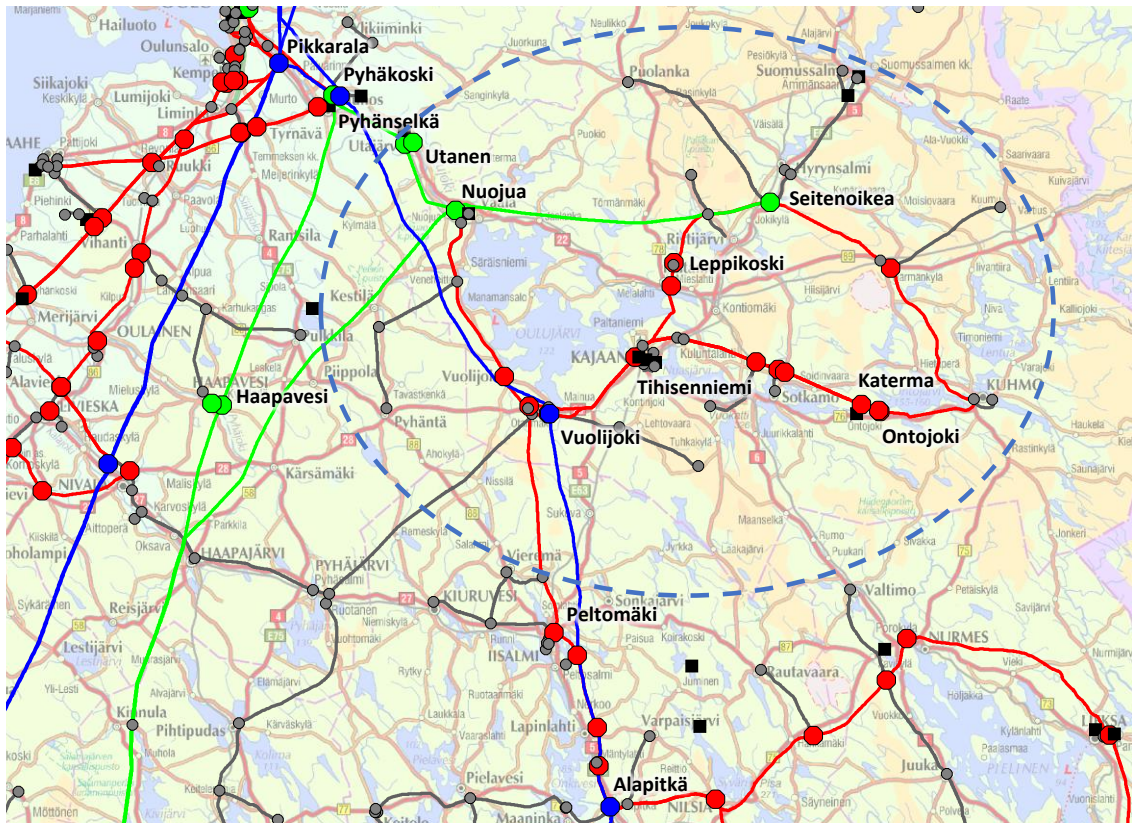


Kuva 20. Väestökehitys Kainuussa 1960 – 2013 (sininen käyrä) ja väestökehityksen ennuste (oranssi käyrä). [39, 40]

##### 3.1.1 Sähkönsiirtoverkon kuvaus

Kainuun harvan asukastiheyden takia siirtoyhteydet ovat pitkiä aiheuttaen haasteita jännitteiden hallinnassa. Kainuun alueen siirtoverkko koostuu 400 kV:n, 220 kV:n ja 110 kV:n voimajohdoista, sekä seitsemästä Fingridin sähköasemasta. Kainuun alueen tärkeimmät sähköasemat ovat Vuolijoen 400/110 kV:n muuntoasema sekä Nuojuan ja Seitenoikean 220/110 kV:n muuntoasemat. Alueella on lisäksi Fingridin 220 kV:n Utasen

kytkinlaitos sekä 110 kV:n Leppikosken, Tihisenniemen, ja Katerman viereen rakennettavan Ontojoen kytkinlaitokset. Kuvassa 21 nähdään Kainuun alue ja sähkönsiirtoverkko. Varsinainen Kainuun alueen sähkönsiirtoverkko on ympäröity katkoviivoin, mutta myös ympäröivää verkkoa tarkastellaan sen vaikuttaessa Kainuun alueen tehonsiirtoihin.



Kuva 21. Kainuun alueen sähkönsiirtoverkko ja siihen kuuluvat sähköasemat.

Sähkön syöttö Kainuun alueelle tapahtuu Vuolijoen 400/110 kV:n sekä Nuojuan ja Seitenoikean 220/110 kV:n muuntoasemilta. Alueen tuotanto koostuu lähinnä vesivoimasta, jota on yhteensä noin 605 MW. Kainuun suunnittelualueella on 16 vesivoimalaitosta, joista Fortum Oyj omistaa 11 [26], Kainuun Voima Oy kolme [27] ja UPM Kymmene Oyj kaksi [28]. Suurimmat vesivoimalaitokset ovat: Pyhäkoski 129 MW, Nuojua 81 MW, Jylhämä 57 MW ja Utanen 55 MW, jotka ovat kaikki Fortum Oyj:n omistamia [24, 26].

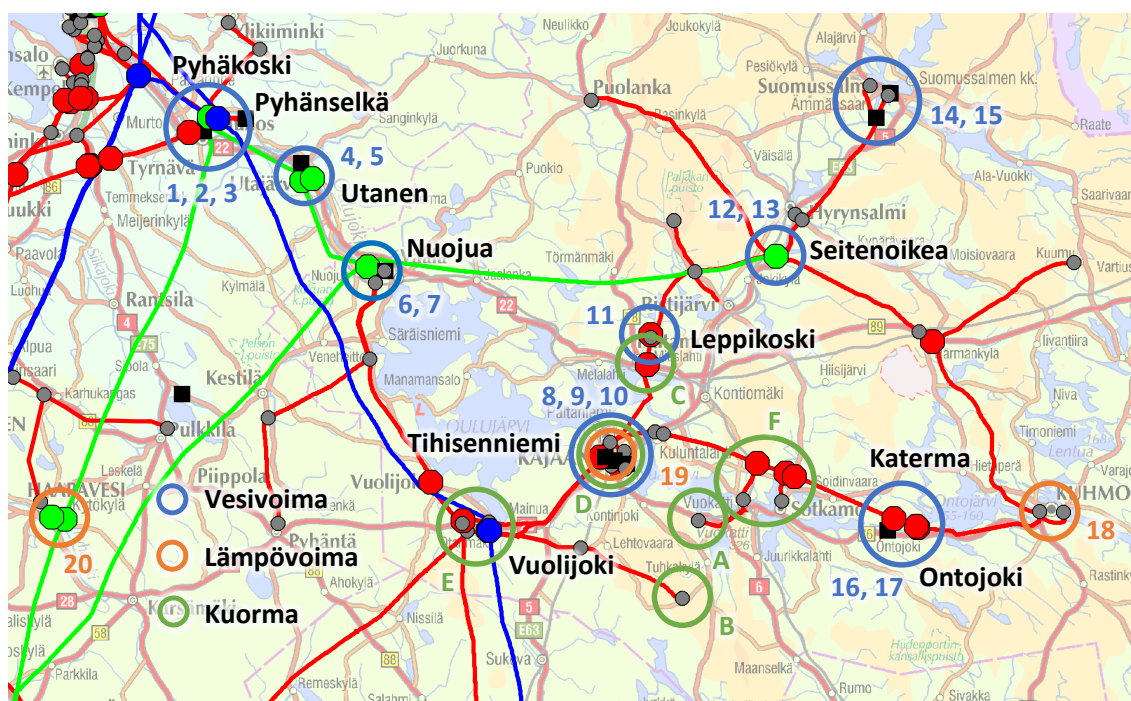
Kainuun alue kuuluu Oulujoen vesistöalueeseen, jolla on Kemijoen vesistöalueen jälkeen Suomessa toiseksi eniten vesivoimaa. Koko Oulujoen alueella on vesivoimakapasiteettia 640 MW, jolla on vuosittain tuotettu noin 2500 GWh energiaa. [24, 25] Muuta tuotantoa alueella ovat Tihisenniemessä sijaitseva Kainuun voima Oy:n 88 MW:n turvevoimalaitos, Haapavedellä sijaitseva Kanteleen voima Oy:n 154 MW:n turvevoimalaitos sekä Kuhmossa sijaitseva Kuhmon voima Oy:n yhteistuotantolaitos, jonka sähköntuotantokapasiteetti on 4 MW. [29]

Suurimpia kuluttajia alueella ovat kaivokset, Transtech Oy:n Otanmäen tehdas, Vuokatin ja Sotkamon kulutuskeskittymät sekä entisen Kajaanin paperitehtaan yritysalue Renforsin ranta. Lisäksi alueella on normaalia siviilikuormaa. Kainuun alueen kaivoksia ovat Mondo Minerals Oy:n Punasuon ja Uutelan kaivokset Sotkamossa, Sotkamo Oy:n Talvivaaran kaivos, Juuan Dolomiittikalkki Oy:n Paltamon ja Juukan kaivokset sekä Tulikivi Oy:n Juukan kaivos. Näistä Kainuun alueen sähkönsiirtoverkkoon liittyvät



Talvivaaran, Punasuon, Uutelan ja Paltamon kaivokset. [32, 33, 37] Mondo Minerals Oy:n Punasuon talkkikaivos jatkaa Lahnaslammen esiintymän louhimista. Vuonna 2010 toimintansa lopettanut Lahnaslammen kaivos yhdessä rikastamon ja hienojauhatuslaitoksen kanssa muodosti maailman suurimman talkin tuotantoyksikön. [30 s. 193, 31] Alueen toiseksi suurin kaivos on Talvivaaran kaivos, joka on ollut yrityssaneerauksessa 29.11.2013 lähtien. [34]

Muusta kulutuksesta Transtech Oy on vaativiin olosuhteisiin suunnitellun kiskokaluston ja keskiraskaiden konepajatuotteiden valmistaja. Sen Otanmäen konepaja on yksi Suomen merkittävimmistä tilauskonepajoista käyttäen vuodessa terästä 7 000 – 13 000 tonnia. [35] Kajaanin paperitehtaan alueelle perustettu Renforsin rannan yritysalue sisältää nykyisin 30 eri yritystä ja työllistää enemmän ihmisiä kuin paikalla ollut Kajaanin paperitehdas. [36] Kuvassa 22 on esitelty Kainuun alueen merkittävimmät tuotanto- ja kulutuslaitokset verkkokartalla. Tuotantolaitokset on merkitty numeroin ja kulutuspisteet aakkosin. Siniset ympyrät kuvaavat vesivoimaa, oranssit lämpövoimaa ja vihreät kulutusta.



Kuva 22. Kainuun alueen sähkön tuotanto ja kulutus. Vesivoimalat: 1. Montta, 2. Pyhäkoski, 3. Pälli, 4. Ala-Utos, 5. Utanen, 6. Nuojua, 7. Jylhämä, 8. Ämmäkoski, 9. Koivukoski 1 & 2, 10. Koivukoski 3, 11. Leppikoski, 12. Pyhäntä, 13. Seitenoikea, 14. Ämmä, 15. Aittokoski, 16. Kallioinen, 17. Katerma. Lämpövoimalaitokset: 18. Kuhmon yhteistuotantolaitos, 19. Tihisenniemen turvevoimalaitos, 20. Haapaveden turvevoimalaitos. Kulutuspisteet: A. Punasuon ja Uutelan talkkikaivokset, B. Talvivaaran kaivos, C. Paltamon kaivos, D. Renforsin ranta, E. Transtech Oy Otanmäen tehdas, F. Sotkamon ja Vuokatin kulutuskeskittymä.

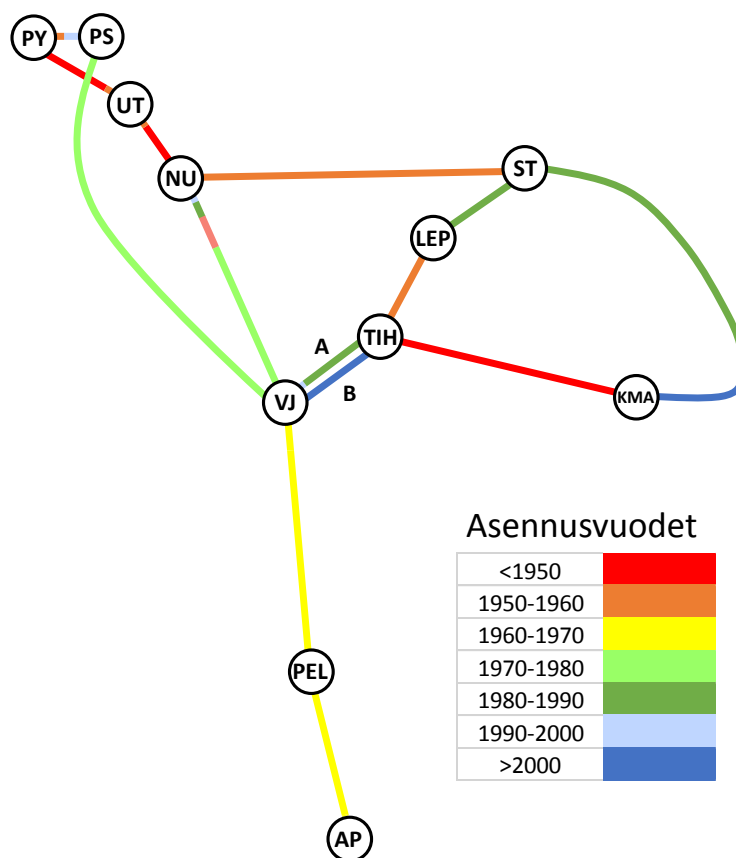
### 3.1.2 Sähkönsiirtoverkon kuntotiedot

Kainuun sähkönsiirtoverkon vanhimmat voimajohdot on rakennettu 1940-luvun lopulla ja vanhimmat sähköasemat 1950-luvulla. Joitain johto-osuuksia ei ole tämän jälkeen saneerattu. Kaikki sähköasemat on uudistettu 1980-luvulla tai sen jälkeen. [38]

Taulukossa 2 on esitetty perustiedot Kainuun sähkösiirtoverkon johto-osuuksista ja kuvassa 23 on havainnollistettu niiden ikää.

Taulukko 2. Kainuun alueen voimajohtojen perustiedot [39].

Johto-osuus	Rakennusvuodet	Johdinlaji	Pituus (km)	Jännite (kV)
Alapitkä - Vuolijoki	1978	2-Finch	105	400
Vuolijoki - Pyhänselkä	1978	2-Finch	102	400
Pyhänselkä - Pyhäkoski	1997	2-Condor	5	220
Pyhäkoski - Utanen	1949, 1956	Condor, Curlew	26	220
Utanen - Nuojua	1949, 1956	Condor, Curlew	27	220
Nuojua - Seitenoikea	1959	2-Ibis	83	220
Vuolijoki - Tihisenniemi A	1982, 1999	2- Duck, 2-Hawk	30	110
Vuolijoki - Tihisenniemi B	2001	2-Duck	29	110
Vuolijoki - Nuojua	1953, 1973, 1982, 1999	2-Hawk, 2-Duck	66	110
Vuolijoki - Peltomäki	1967, 1994	Hawk, 2-Duck	62	110
Seitenoikea - Leppikoski	1982	2-Duck	33	110
Tihisenniemi - Leppikoski	1959	2-Duck	29	110
Seitenoikea - Ontojoki	1988, 2009	Duck	107	110
Tihisenniemi - Ontojoki	1949	Ostrich	69	110
Peltomäki - Alapitkä	1967	Hawk	50	110



Kuva 23. Kainuun siirtoverkon voimajohtojen asennusvuodet.



Seuraavassa listauksessa kuvataan sähköasemien rakenteita ja kuntotietoja asemakohtaisesti:

- **Vuolijoki (VJ)**  
Vuolijoen muuntoasemalla on 400 kV:n yläjännitepuolella duplex-kiskojärjestelmä ja 110 kV:n alajännitepuolella kaksoiskisko-apukiskojärjestelmä. 400/110 kV:n päämuuntajia on kaksi. Pääosin aseman laitteet ovat peräisin 1990- ja 2000-luvulta lukuun ottamatta 1970-luvulta olevia päämuuntajia, jotka on tuotu muualta verkosta perushuollettuihin.
- **Nuojua (NU)**  
Nuojuan muuntoasemalla on kaksoiskiskojärjestelmä sekä 220 kV:n yläjännitepuolella että 110 kV:n alajännitepuolella. Fingridin omistamassa osassa asemaa on yksi 220/110 kV:n päämuuntaja, joka on otettu käyttöön 1974. Aseman käyttöönottovuosi on 1960. Vuosituhannen vaihteessa asemalle on tehty perusparannuksia.
- **Seitenoikea (ST)**  
Seitenoikean muuntoasemalla on 220 kV:n yläjännitepuolella yksikiskojärjestelmä ja 110 kV:n alajännitepuolella kisko-apukiskojärjestelmä. 220/110 kV:n päämuuntajia on yksi ja sen käyttöönottovuosi on 1976. Seitenoikean vanhimmat laitteet ovat 1960-luvulta. Aseman rakenteet ovat hyvässä kunnossa ja viimeisimmät laitevaihdot on tehty vuonna 2008.
- **Leppikoski (LEP)**  
Leppikosken sähköasemalla Fingridin omistuksessa ovat ainoastaan 110 kV:n kentät, jotka on toteutettu kiskottomana järjestelmänä. Asema on rakennettu vuonna 1963 ja viimeisimmät laitevaihdot on tehty vuonna 2008.
- **Utanen (UT)**  
Utasen sähköasemalla Fingridin omistuksessa ovat ainoastaan 220 kV:n kentät, jotka on toteutettu yksikiskojärjestelmänä. Asema on otettu käyttöön vuonna 1956. Suurin osa laitteista on uusittu 1990-luvulla. Vuosien 2020 – 2025 aikana asemalle on tulossa suppeampi perusparannus.
- **Tihisenniemi (TIH)**  
Tihisenniemen 110 kV:n kytkinlaitos on toteutettu kisko-apukiskojärjestelmänä. Asema on rakennettu 1950-luvulla ja kunnostettu perusteellisesti vuosina 1981 – 1982, jolloin muun muassa köysikiskot vaihdettiin putkikiskoiksi. Uusimmat laitevaihdot on tehty vuonna 2007 ja koko asema uusitaan vuoteen 2020 mennessä.

### 3.1.3 Sähkönsiirtoverkkoon tehdyt investoinnit

Kainuun sähkönsiirtoverkkoon on tehty lukuisia parannuksia. Seuraavassa on lueteltu kaikki viimeisen kymmenen vuoden aikana tehdyt muutokset sähköasemilla ja voimajohdoilla sekä meneillään olevat hankkeet.

Sähköasemista Vuolijoen asemalla on tehty laajat parannukset, jotka valmistuivat vuonna 2006. Asemalle hankittiin toinen 400/110 kV:n muuntaja, 400 kV:n kytkinlaitos laajennettiin T-haaraliitynnästä duplex-kytkinlaitokseksi ja 110 kV:n kytkinlaitokseen

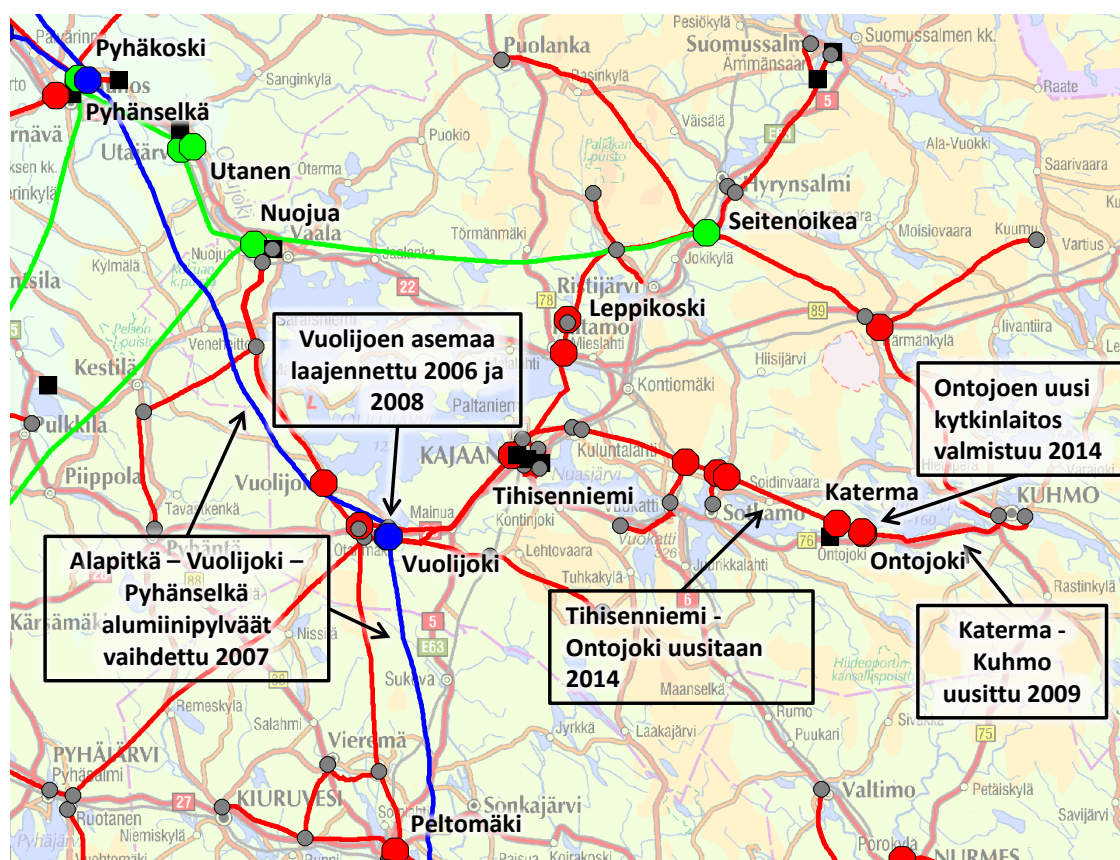
lisättiin muuntajakenttä sekä toinen pääkisko. Vuonna 2008 asemaa laajennettiin vielä yhdellä katkaisijakentällä Talvivaaran kaivoksen liityntää varten. [22]

Voimajohdoista Alapitkä-Vuolijoki-Pyhänselkä osuuden alumiinipylväät vaihdettiin materiaalivian vuoksi vuonna 2007 ja Ontojoki-Katerma voimajohto uusittiin huonon kuntosaa takia vuonna 2009. Ontojoki-Katerma voimajohto oli rakennettu maahan upotetuilla puupylväillä ilman ukkosjohtimia. [22]

Tämän hetkisiä investointihankkeita Kainuun verkon vahvistamiseksi ovat Katerman voimalaitoksen läheisyyteen rakennettava Ontojoen sähköasema sekä Tihisenniemi-Ontojoki voimajohdon uusiminen. Molemmat hankkeet valmistuvat vuoden 2014 aikana. [22]

Tihisenniemi-Ontojoki johdon uusimisen perusteina ovat ikääntyminen ja käyttövarmuus. Johto-osuus on rakennettu vuonna 1967 eikä sitä huonokuntoisuuden vuoksi kannata enää saneerata. Johto on lisäksi vikaherkkä ukkosköönsien puutteen vuoksi ja johto-osuudella onkin ollut kolminkertainen määrä ukkosien aiheuttamia häiriöitä valtakunnalliseen keskiarvoon verrattuna. Lisäksi johdon vikaantuessa varasyöttöyhteys Seitenoikealta ei riitä kattamaan Vuokatin ja Sotkamon kulutusta ja näin ollen johto ei täytä N-1 -kriteeriä. Johdon uusimisella parannetaan olennaisesti verkon turvallisuutta sekä Sotkamon ja Kuhmon alueiden sähköntoimitusvarmuutta. Johto-osuus on 69 kilometrin pituinen. [22]

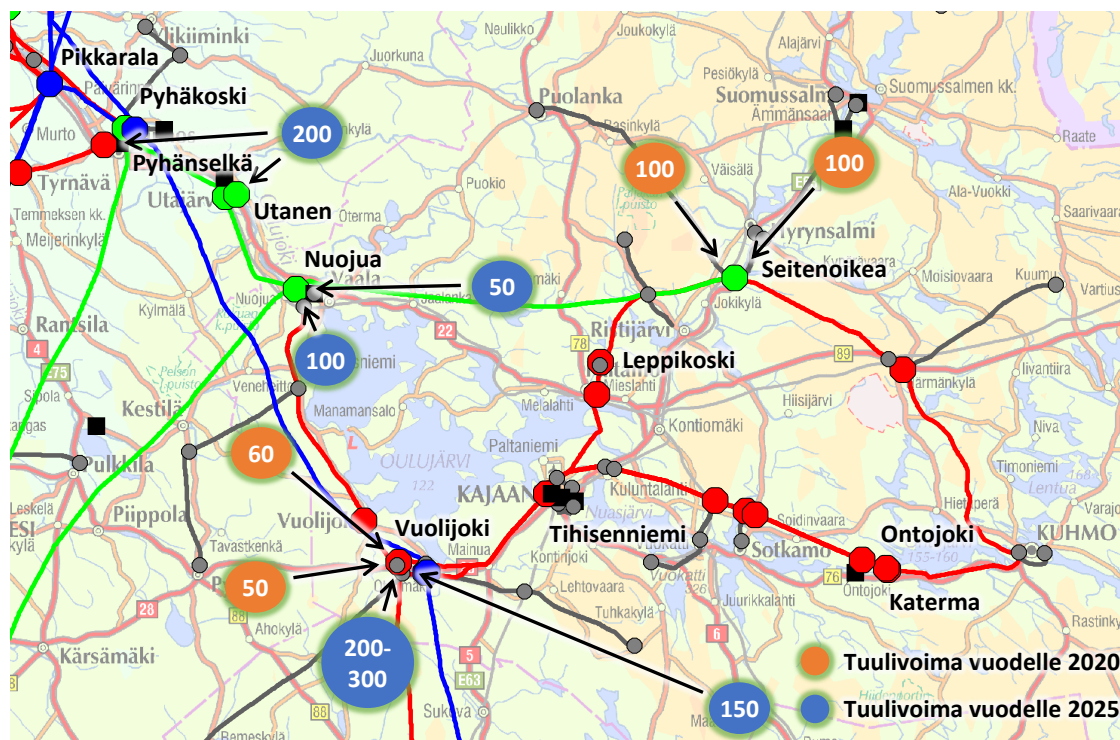
Katerman viereen Ontojoelle rakennettavaan uuteen kytkinlaitokseen liitetään Katerman alueen voimalaitokset. Asema parantaa muun muassa Seitenoikea - Kuhmo - Tihisenniemi voimajohdon jännitteen laatua. Kuvassa 24 on esitetty Kainuun verkkoon tehdyt ja meneillään olevat hankkeet. [22]



Kuva 24. Kainuun verkon investoinnit.

### 3.1.4 Suunnitellut tuulivoimahankkeet

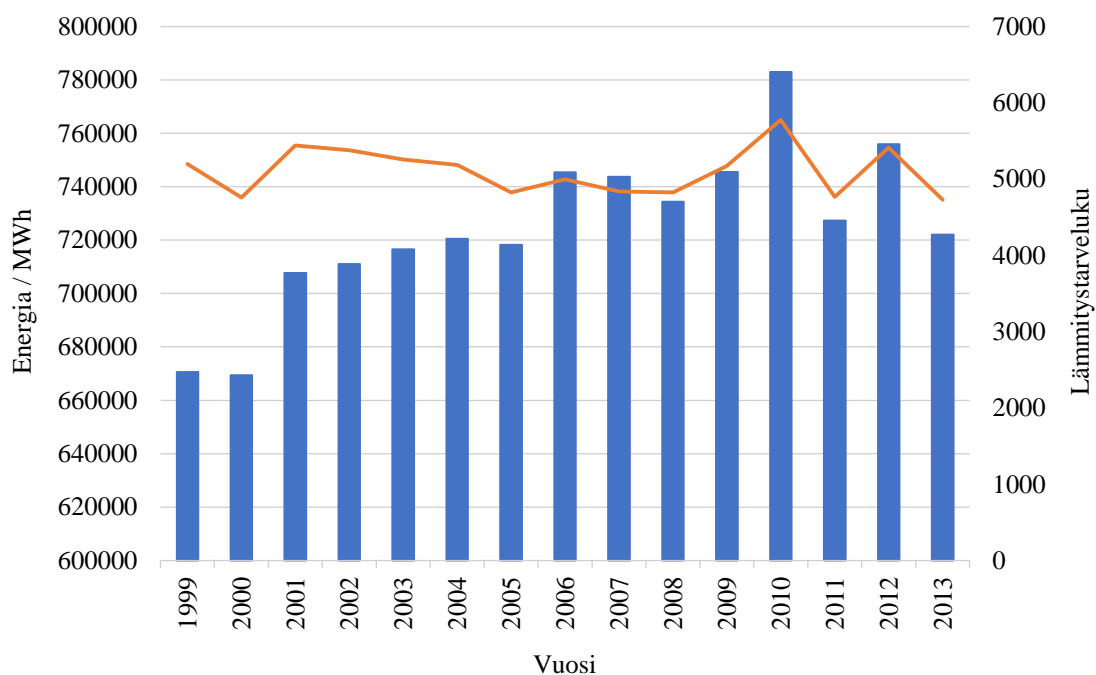
Kainuun alueelle on suunnitteilla tuulivoimaa noin 1000 MVA vuoteen 2025 mennessä. [48]. Arvio saattaa muuttua hankkeiden edetessä, mutta toteutuessaan voimaloilla tuotettu energia vastaisi jopa 30 % Suomen hallituksen asettamasta vuoden 2025 tuulivoimataavoitteesta, joka on vuosienergiana 9 TWh [49]. Kuvasta 25 nähdään Kainuun alueelle suunnitteilla olevien tuulivoimahankkeiden sijainnit, nimellistehot ja todennäköiset liityntäpisteet.



Kuva 25. Kainuun tuulivoimahankkeet. Siniset ja oranssit alueet kuvaavat suunniteltuja tuulivoimapuistoja. Oranssilla merkityt hankkeet ovat suunnitteilla vuoteen 2020 ja siniset vuoteen 2025 mennessä. Luvut kuvaavat tuulivoimapuistojen nimellistehoja (MVA). Nuolet osoittavat sähköasemia, joille tuulivoimapuistojen liityntöjä suunnitellaan. [48]

### 3.1.5 Kulutusennusteet

Kainuun alueen sähkön kulutus on kehittynyt viimeisen 15 vuoden aikana seuraavalla sivulla olevan kuvaajan (kuva 26) mukaisesti. Vuoteen 2006 asti kulutus on kasvanut, mutta tämän jälkeen mukaillut pääosin lämmitystarvetta. Lämmitystarveluku saadaan laskemalla yhteen kuukausittaiset sisä- ja ulkolämpötilojen erotukset. [54]



Kuva 26. Kainuun alueen lämmitystarveluku (oranssi käyrä) sekä sähköenergian kulutus (siniset pylväät) vuosina 1999 – 2013. [52]

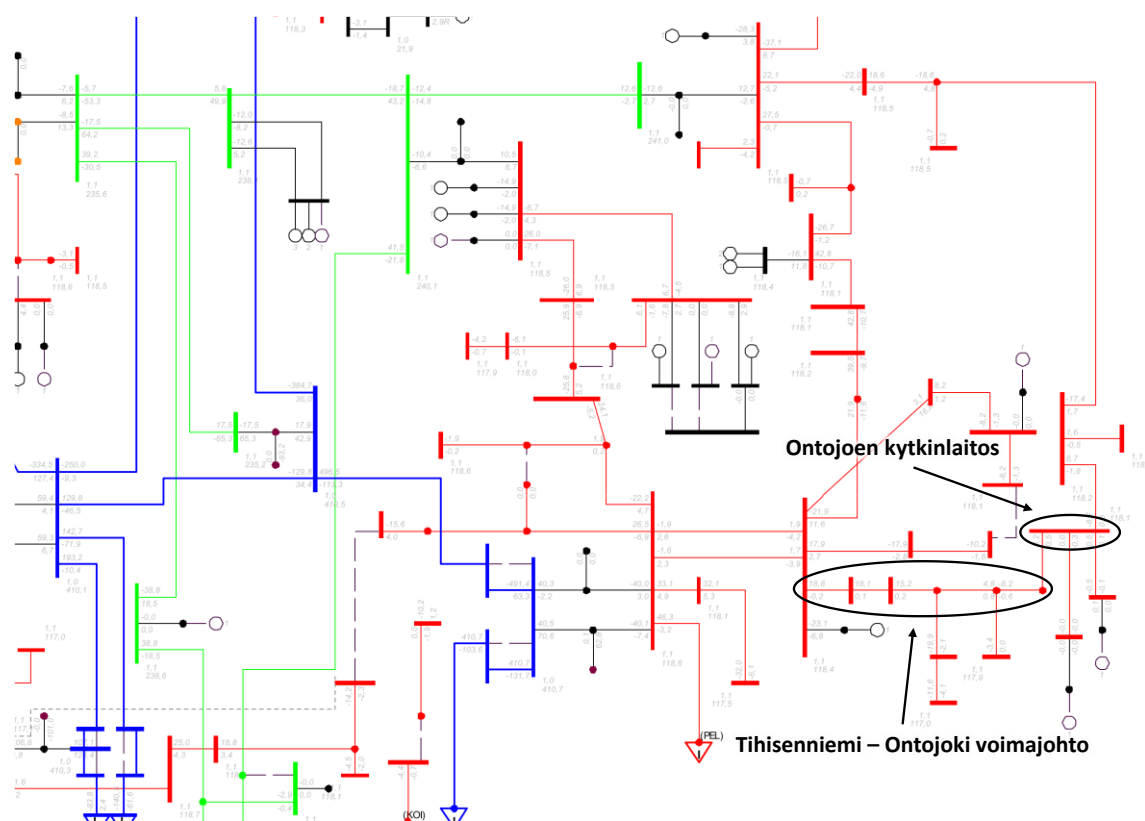
Kainuun sähköverkkoyhtiö Loiste sähköverkko Oy ennustaa Kainuun alueen kuormatehojen pysyvän samana vuoteen 2030 asti. Ainoastaan yksittäisille liittymispisteille ennustetaan pieniä muutoksia ja näin ollen kuormien muutokset eivät vaikuta alueellisen verkkosuunnitelman laadintaan. [52]

### 3.2 Kainuun alueen verkkomallit

Kainuun aluesuunnitelman laatimiseksi tehdään PSS/E:llä verkkomallit vuosien 2015, 2020, 2025 ja 2030 ennustetuista verkkotilanteista. Nämä saadaan muokkaamalla olemassa olevaa vuoden 2014 tilannetta. Verkkomalleihin tehdään tarvittavat johtomuutokset ja lisätään tai poistetaan komponentteja. Suurimmat Kainuun alueeseen vaikuttavat muutokset ovat 400 kV:n verkon muutokset, osittainen luopuminen 220 kV:n jänniteportaasta sekä Kainuun alueen 110 kV:n verkon muutokset.

### 3.2.1 Vuoden 2015 verkkomalli

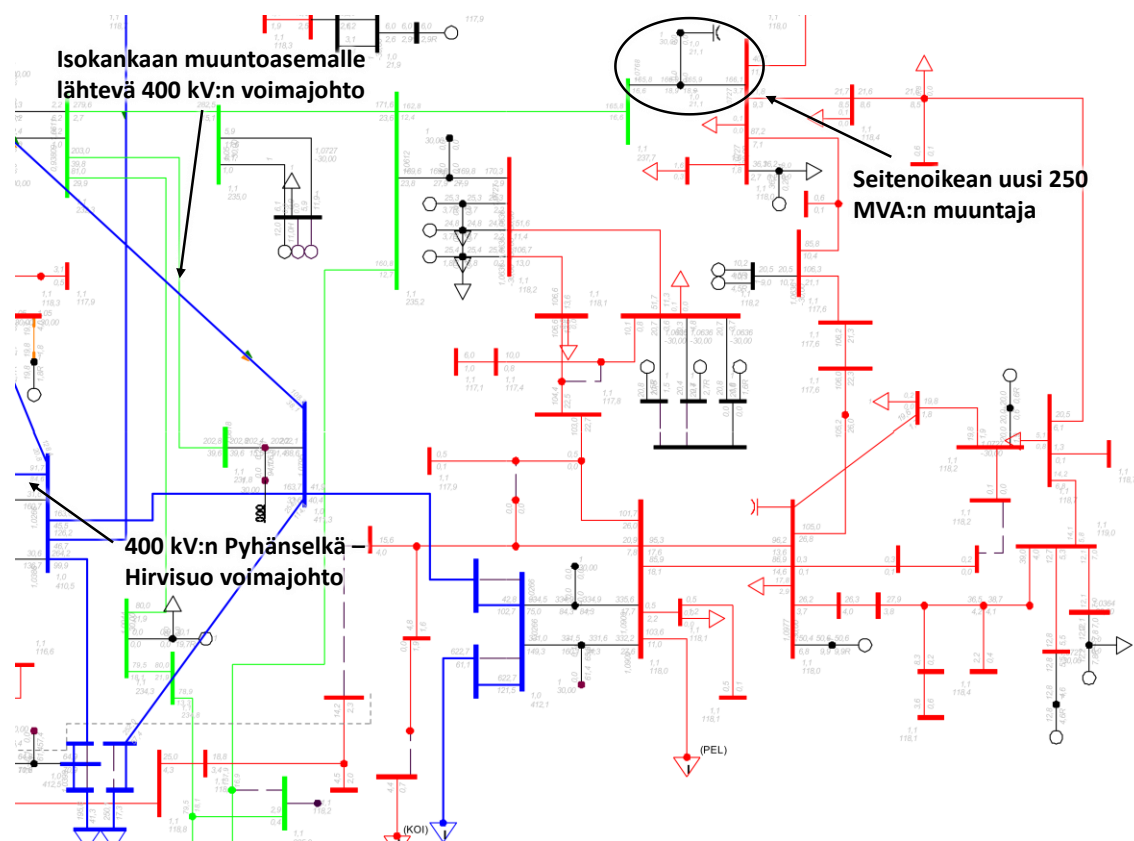
Lähtötilanteena käytetään vuoden 2015 verkkomallia. Malli on käytännössä myös vuotta 2014 vastaava tilanne, sillä vuonna 2015 Kainuun alueen verkkoon ei ole suunnitteilla muutoksia. Verkkomallissa suurimpana muutoksena vuotta 2014 edeltäviin tilanteisiin on vahvistettu 110 kV:n Tihisenniemi-Ontojoki voimajohto sekä Ontojoen uusi kytkinlaitos. Kuvassa 27 nähdään vuoden 2015 PSS/E:n verkkomalli Kainuun alueella.



Kuva 27. Vuoden 2015 PSS/E:n verkkomalli.

### 3.2.2 Vuoden 2020 verkkomalli

Vuoden 2020 verkkomallissa otetaan huomioon vuoden 2015 verkkotilanteen lisäksi Seitenoikealle vaihdettava Ventusnevan 250 MVA:n muuntaja, Isokankaan uusi muuntoasema sekä uudet 400 kV:n yhteydet, joista eniten Kainuun alueelle vaikuttavat vuonna 2016 valmistuva 400 kV:n Pyhänselkä-Hirvisuo voimajohto sekä voimajohdot Lieto-Forssa ja Forssa-Hikiä. Lisäksi Olkiluodon kolmas ydinreaktori on lisätty verkkomalliin. Kuvassa 28 nähdään vuoden 2020 PSS/E:n verkkomalli Kainuun alueella.

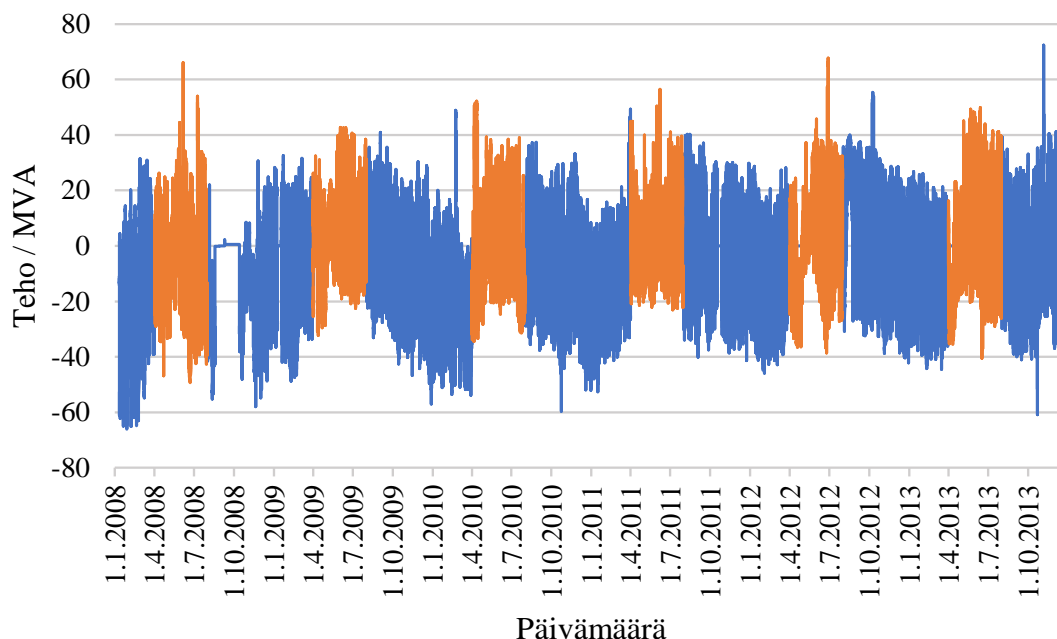


Kuva 28. Vuoden 2020 PSS/E:n verkkomalli.





Voimajohtojen mittauksia tarkastelemalla huomataan, että Kainuun alueella tehonsiirrot ovat suurimmillaan tulva-aikaan kevätkesällä. Tällöin kuormat ovat pieniä ja vesivoima ajaa lähes täydellä teholla, jolloin teho virtaa Kainuun alueelta pois päin kuormittaen samoja yhteyksiä kuin lisättävä tuulivoima. Kuvassa 30 nähdään esimerkkinä Seitenoikea-Nuojua voimajohdon kuormitus vuosilta 2008 – 2013. Kyseisen voimajohdon osalta tuulivoiman lisäämistä rajoittaa eniten Seitenoikealta pois päin lähtevä teho eli kuvaajan positiiviset arvot. Kuvaajassa nähdään joitain tuotantopiikkejä myös syys-sateiden ajalta, mutta pääosa huipukuormituksesta ajoittuu kevätkesälle. Kevätkesä on merkitty oranssilla värillä.



Kuva 30. Seitenoikea-Nuojua voimajohdon mittaukset. Oranssi väri kuvaa aikaväliltä 1. huhtikuuta – 31. heinäkuuta tehtyjä mittauksia.

### 3.3 Alueellinen verkkosuunnitelma

Alueellista verkkosuunnitelmaa tehtäessä on huomioitava tulevien verkkomuutosten lisäksi alueen sähkön tuotannon ja kulutuksen muutokset ja tarkasteltava mitä vahvistuksia nämä verkolta vaativat. Kuten kappaleen 3.1 tuotanto- ja kulutusennusteista nähtiin, tulee Kainuun kulutus pysymään entisellään, mutta tuotannon osalta tuulivoimaa on suunnitteilla merkittävästi. Näin ollen Kainuun alueellisen verkkosuunnitelman tehtävä on kertoa, kuinka suunniteltu tuulivoima saadaan mahtumaan verkkoon.

Aluesuunnitelmaa tehtäessä suoritettiin useita simulointeja PSS/E-ohjelmalla vuosien 2015 – 2025 verkkomalleilla ja määritettiin millä eri tuulivoimayhdistelmillä syntyi pullonkauloja. Tämän jälkeen verkon tehonjakoa simuloitiin eri verkkomuutoksilla, joiden avulla selvitettiin kuinka pullonkauloja saatiin avarrettua. Laskennan aikana tuloksista muodostettiin useita taulukoita, joiden avulla pääteltiin verkkoa eniten kuormittavat tuulivoimatuotannon lisäykset. Laskennasta näytetään esimerkki vuoden 2020 verkkomallin simuloinneista.

Verkkosuunnitelmaa tarkasteltaessa käytettiin hyödyksi markkinamallianalyysillä laskettuja voimajohtojen pysyvyyskäyriä, joita verrattiin PSS/E-laskennan tuloksiin. Näin saatiin selville kuinka useana tuntina vuodesta



tarkasteltu yhteys on tilanteessa, jossa mitoittava vika aiheuttaa ylikuormittumisen. Koska markkinamallitulokset laskettiin kappaleessa 3.2 esitetyille verkon perustilanteille, eikä niissä huomioida PSS/E-laskelmissa selvitettyjä verkon vahvistuksia, täytyi markkinamallituloksia verrata perustilanteiden PSS/E-laskelmiin. Kuten kappaleessa 3.2.4 todettiin, vuodelle 2030 ei ole suunnitteilla Kainuun alueeseen vaikuttavia verkkomuutoksia tai uutta tuulivoimaa, joten vuoden 2025 laskelmat vastaavat myös vuoden 2030 laskelmia.

### 3.3.1 Esimerkki PSS/E-laskelmista vuoden 2020 verkkomallilla

Tutustutaan PSS/E-laskennan avulla tehtävään verkon suunnitteluun tarkastelemalla vuoden 2020 laskentatuloksia. Laskennassa käytetään kappaleessa 3.2.2 esiteltyä vuoden 2020 verkkomallia, jossa Seitenoikean muuntaja on korvattu 250 MVA:n muuntajalla tuulivoimatuotannon lisäämisen helpottamiseksi.

Seuraavassa taulukossa (taulukko 3) on tarkasteltu vuoden 2020 Kainuun alueen sähköasemia, joille on suunnitteilla tuulivoimaliityntöjä seuraavan 15 vuoden aikana. Taulukossa on lueteltu PSS/E-ohjelmalla lasketut tuulivoimakapasiteetit, jotka kullekin asemalle on mahdollista liittää sekä tuotannon lisäämistä rajoittavat komponentit eli pullonkaulat. Laskelmat on suoritettu kaikille tarkasteltavana oleville sähköasemille siltä varalta, että alueelle tulisi uusia tuulivoimasuunnitelmia tai vuoden 2025 tuulivoimasuunnitelmat toteutuisivat aikaisemmin. Taulukon oleellisin tehtävä on kertoa, kuinka paljon tuulivoimaa mahtuu vuoden 2020 tilanteessa ja kuinka muiden asemien tuulivoima rajoittaisi vuodelle 2020 suunniteltua Seitenoikean ja Vuolijoen tuotantoa. Taulukoissa lasketut arvot ovat suuntaa antavia, sillä kunkin aseman suurin mahdollinen liityntäteho riippuu muille asemille liitettävästä tehosta.

Taulukko 3. Tuulivoiman liittämismahdollisuudet Kainuun verkossa vuonna 2020. Asemien lyhenteet: ST = Seitenoikea, NU = Nuojua, UT2 = Utanen (220 kV:n asema), PY = Pyhäkoski ja VJ = Vuolijoki.

ST	NU	UT2	PY	VJ	Rajoittava komponentti
125					Seitenoikea - Nuojua
	25				Nuojuan muuntaja
		240			Utanen - Pyhäkoski
			260		Pyhäkoski - Leväsuo
				490	Vuolijoen muuntaja
125	25				Seitenoikea - Nuojua / Nuojuan muuntaja
125		160			Nuojua - Petäjävesi / Pyhäkoski - Utanen / Seitenoikea - Nuojua
125			230		Pyhäkoski - Leväsuo / Seitenoikea - Nuojua
110				420	Seitenoikea - Nuojua / Vuolijoen muuntaja
	25	220			Nuojua - Petäjävesi / Utanen - Pyhäkoski / Nuojuan muuntaja
	25		250		Pyhäkoski - Leväsuo / Nuojuan muuntaja
		25		480	Nuojuan muuntaja / Vuolijoen muuntaja
		140	200		Pyhäkoski - Leväsuo
		160		450	Nuojua - Petäjävesi / Utanen - Pyhäkoski / Vuolijoen muuntaja
			220	460	Pyhäkoski - Leväsuo / Vuolijoen muuntaja
125	25	140			Nuojua - Petäjävesi / Nuojuan muuntaja / Seitenoikea - Nuojua
125	25		220		Seitenoikea - Nuojua / Nuojuan muuntaja / Pyhäkoski - Leväsuo
110	25			410	Seitenoikea - Nuojua / Nuojuan muuntaja / Vuolijoen muuntaja
	25	150	190		Pyhäkoski - Leväsuo / Nuojuan muuntaja
	25	140		450	Nuojuan muuntaja / Utanen - Pyhäkoski / Nuojua - Petäjävesi / Vuolijoen muuntaja
		150	160	430	Pyhäkoski - Leväsuo / Vuolijoen muuntaja
	25	110	170	430	Pyhäkoski - Leväsuo / Nuojuan muuntaja / Vuolijoen muuntaja
120		100	150	370	Seitenoikea - Nuojua / Pyhäkoski - Leväsuo / Nuojua - Petäjävesi / Vuolijoen muuntaja
120	25		190	380	Seitenoikea - Nuojua / Pyhäkoski - Leväsuo / Nuojuan muuntaja / Vuolijoen muuntaja
120	25	80		380	Nuojua - Petäjävesi / Nuojuan muuntaja / Seitenoikea - Nuojua / Vuolijoen muuntaja
125	25	150	150		Pyhäkoski - Leväsuo / Nuojuan muuntaja / Seitenoikea - Nuojua / Nuojua - Petäjävesi
120	25	80	160	360	Pyhäkoski - Leväsuo / Nuojuan muuntaja / Nuojua - Petäjävesi / Seitenoikea - Nuojua / Vuolijoen muuntaja

Taulukon 3 laskelmien mukaan Seitenoikealle suunniteltu tuotanto ei kokonaisuudessaan mahdu verkkoon. Seitenoikealle suunnitellusta 200 MVA:n tuotannosta mahtuu 110 MVA kaikissa laskentatilanteissa ja tuotantoa rajoittaa merkittävästi 220 kV:n Seitenoikea-Nuojua voimajohto. Yksistään Seitenoikean asemalle mahtuisi tuulivoimaa 125 MVA. Vuolijoelle suunniteltu 110 MVA:n tuotanto mahtuu kaikissa laskentatilanteissa kokonaisuudessaan.

Tarkasteltaessa tuotannon lisäämistä rajoittavaa Seitenoikea-Nuojua voimajohtoa Fingridin Elnet-järjestelmästä huomataan, että johdon siirtokykyä rajoittaa Nuojuan sähköasemalla olevat virtamuuntajat, jotka on aseteltu 183 MVA:n tehoa vastaavalle virralle. Virtamuuntajien asetteluja on mahdollista muuttaa tai tarvittaessa komponentit voidaan korvata uusilla, jolloin siirtokapasiteettia saadaan lisättyä ilman voimajohdon uusimista. Liitteessä A olevista kuormitustiedoista nähdään, kuinka kolmen Nuojuan virtamuuntajan uudelleenasettelun jälkeen siirtokapasiteetti voimajohdolla nousee 183 MVA:sta 252 MVA:iin.

Tarkastellaan seuraavaksi kuinka paljon tuulivoimaa mahtuu Kainuun verkkoon, kun Seitenoikea-Nuojua voimajohdon virtamuuntajien asettelut muutetaan. Taulukossa 4 nähdään laskentatulokset kyseisen verkkomuutoksen jälkeen.

Taulukko 4. Tuulivoiman liittämismahdollisuudet Kainuun verkossa vuonna 2020, kun 220 kV:n Seitenoikea-Nuojua voimajohdon virtamuuntajien asetteluja on muutettu. Asemien lyhenteet: ST = Seitenoikea, NU = Nuojua, UT2 = Utanen (220 kV:n asema), PY = Pyhäkoski ja VJ = Vuolijoki.

ST	NU	UT2	PY	VJ	Rajoittava komponentti
210					Seitenoikean muuntaja
	25				Nuojuan muuntaja
		240			Utanen - Pyhäkoski
			260		Pyhäkoski - Leväsuo
				490	Vuolijoen muuntaja
210	25				Seitenoikean muuntaja / Nuojuan muuntaja
210		110			Nuojua - Petäjävesi / Seitenoikean muuntaja
210			210		Pyhäkoski - Leväsuo / Seitenoikean muuntaja
200				360	Seitenoikean muuntaja / Vuolijoen muuntaja
	25	220			Nuojua - Petäjävesi / Utanen - Pyhäkoski / Nuojuan muuntaja
	25		250		Pyhäkoski - Leväsuo / Nuojuan muuntaja
	25			480	Nuojuan muuntaja / Vuolijoen muuntaja
		140	200		Pyhäkoski - Leväsuo
		160		450	Nuojua - Petäjävesi / Utanen - Pyhäkoski / Vuolijoen muuntaja
			220	460	Pyhäkoski - Leväsuo / Vuolijoen muuntaja
200	25	100			Nuojua - Petäjävesi / Nuojuan muuntaja
210	25		200		Nuojuan muuntaja / Pyhäkoski - Leväsuo
200	25			350	Seitenoikean muuntaja / Nuojuan muuntaja / Vuolijoen muuntaja
	25	150	190		Pyhäkoski - Leväsuo / Nuojuan muuntaja
	25	140		450	Nuojuan muuntaja / Utanen - Pyhäkoski / Nuojua - Petäjävesi / Vuolijoen muuntaja
		150	160	430	Pyhäkoski - Leväsuo / Vuolijoen muuntaja
	25	110	170	430	Pyhäkoski - Leväsuo / Nuojuan muuntaja / Vuolijoen muuntaja
200		60	150	340	Seitenoikean muuntaja / Pyhäkoski - Leväsuo / Nuojua - Petäjävesi / Vuolijoen muuntaja
200	25		170	340	Seitenoikean muuntaja / Pyhäkoski - Leväsuo / Nuojuan muuntaja / Vuolijoen muuntaja
200	25	30		350	Nuojua - Petäjävesi / Nuojuan muuntaja / Seitenoikean muuntaja / Vuolijoen muuntaja
220	25	90	160		Pyhäkoski - Leväsuo / Nuojuan muuntaja / Seitenoikean muuntaja / Nuojua - Petäjävesi
200	25	30	160	330	Pyhäkoski - Leväsuo / Nuojuan muuntaja / Seitenoikean muuntaja / Pyhäkoski - Utanen / Vuolijoen muuntaja

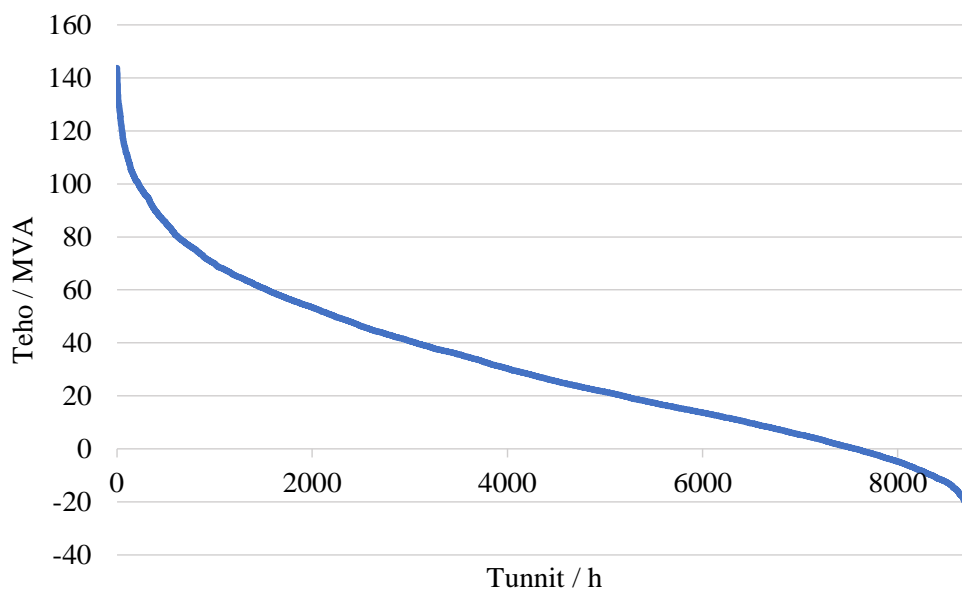
Taulukon 4 tuloksista nähdään, että virtamuuntajien asettelujen jälkeen Seitenoikean asemalle mahtuu kaikissa tilanteissa suunniteltu 200 MVA:n tuotanto. Koska samanaikaisesti myös Vuolijoelle suunniteltu 110 MVA:n teho saadaan liitettyä, voidaan verkon todeta olevan näillä muutoksilla riittävä vuodelle 2020. Kyseinen tuotanto ei kuitenkaan välttämättä mahdu verkkoon enää vuoden 2025 tilanteessa johtuen tulevista verkon muutoksista.

Vuoden 2020 tilanteessa tuotannon lisäämistä olisi voitu parantaa myös kahdentamalla voimajohto Leppikoski-Tihisenniemi, jonka vikaantuminen aiheutti mitoittavan tilanteen. Virtamuuntajien asettelujen muuttaminen on kuitenkin huomattavasti helpompaa ja halvempaa kuin toisen voimajohdon rakentaminen ja siten kannattavampi ratkaisu. Normaalisti virtamuuntajien nimellisivirtaa pidetään mahdollisimman pienenä mittaustarkkuuden parantamiseksi [13].

Tarkastellaan seuraavaksi markkinamallimenetelmän mukaisia tehonsiirtojen pysyvyyskäyriä. Taulukon 4 laskelmista huomattiin, että Seitenoikean ja Vuolijoen tuotannon lisäämistä rajoittavat Seitenoikean ja Vuolijoen muuntajat. Koska Vuolijoen muuntaja ei ole lähellä ylikuormittumista suunnitellulla 110 MVA:n tuulivoimalla, keskitytään tarkastelemaan tehorajallaan olevaa Seitenoikean muuntajaa.

Tarkasteltaessa Seitenoikean uuden 250 MVA:n muuntajan eli nykyisen Ventusnevan muuntajan yksilöllistä kuormitettavuutta (liite B) nähdään, että muuntaja on jatkuvan tilan kuormitettavuudeltaan noin 255 MVA ja 140 °C:een kuormitettavuudeltaan 350 MVA. PSS/E-laskelmissa muuntajan teho mitoittavan vian aikana oli 255 MVA, joten vahvistustarvetta ei ole. Ennen vikaa muuntajan teho oli 163 MVA Nuojuan suuntaan. Kuvan 31 mukaisesti markkinamalli ennustaa muunnon olevan vuoden jokaisena tuntina ennen mitoittavaa vikaa alle 145 MVA. Näin ollen markkinamallimenetelmä ennustaa Seitenoikean muuntajalle pienempiä tehonsiirtoja kuin PSS/E-laskenta, joten myöskään markkinamallimenetelmän mukaan muuntoa ei tarvitse vahvistaa.

Pysyvyyskäyrän (kuva 31) muodosta nähdään, että kuormitushuippujen määrä Seitenoikean muuntajalla on vähäinen. Markkinamallimenetelmän PSS/E-tilanteita tarkastelemalla huomataan, että kuormitushuiput esiintyvät tilanteissa, joissa sekä Kainuun vesivoima että Seitenoikean ja Vuolijoen tuulivoima ajavat yhtäaikaaisesti lähes nimellistehollaan.



Kuva 31. Markkinamallimenetelmän mukainen Seitenoikean muunnon pysyvyyskäyrä.

Markkinamalliennuste tukee siis laskelmia, joiden perusteella vuodelle 2020 suunniteltu tuulivoima voidaan liittää verkkoon lasketuin vahvistuksin. Vahvistuksia olivat Seitenoikea-Nuojua virtamuuntajien asettelujen muuttaminen ja Seitenoikean 160 MVA:n muuntajan korvaaminen Ventusnevan 250 MVA:n muuntajalla.

### 3.3.2 Verkon kehitystarpeet vuoden 2025 verkkomallilla, jossa Haapaveden 220 kV:n voimajohdot ovat rengaskäytössä

Kappaleen 3.2.3 vuoden 2025 verkkomallille on kaksi vaihtoehtoa: Haapavedelle menevät 220 kV:n voimajohdot ovat renkaassa muodostaen kolmion Pyhäkoski-Haapavesi-Nuojua tai säteittäisesti Pyhäkoski-Haapavesi yhteytenä.

Aloitetaan tarkastelut verkkomallilla, jossa 220 kV:n voimajohdot ovat renkaassa. Koska Kainuun alueelle on vuonna 2025 suunnitteilla merkittävä määrä tuulivoimaa, huomioidaan laskelmissa alusta lähtien seuraavat verkon muutokset: muutetaan virtamuuntajien asettelut voimajohtolla Seitenoikea-Nuojua, jolloin voimajohdon kuormitettavuus kasvaa 183 MVA:sta 252 MVA:iin ja lisätään Nuojualle toinen 250 MVA:n muuntaja. Ilman Nuojuan toista muuntajaa muunto rajoittaa asemalle liitettävää tuulivoimaa samoin kuten vuoden 2020 tilanteessa. Toinen muuntaja on suunniteltu siirrettäväksi Nuojualle vuonna 2023 [51].

Tuulivoiman liittämistä rajoittaa usealla asemalla eniten Pyhänselän muuntajan tai sille menevän 220 kV:n voimajohdon vikaantuminen, jolloin pullonkaulaksi muodostuu Pyhäkoski-Leväsuvo voimajohto. Yhteys rajoittaa pääasiassa tuulivoiman liittämistä Pyhäkosken ja Utasen sähköasemille, mutta myös erityisesti Seitenoikean ja Nuojuan asemille. Merkittävä osa Kainuun tuulivoimasta kulkeekin mitoittavassa tilanteessa Pyhäkosken kautta.

Pyhäkoski-Leväsuvo yhteyden pullonkaula voitaisiin poistaa kahdentamalla yhteyksiä, jotka vikaantuessaan aiheuttavat mitoittavan tilanteen, kahdentamalla pullonkaula tai rakentamalla uusia yhteyksiä. Koska mitoittava tilanne aiheutuu kalliiden komponenttien Pyhänselän muuntajan tai sille menevän pitkän 220 kV:n voimajohdon vikaantumisesta, ei näitä kannata taloudellisista syistä kahdentaa. Vaihtoehtoisesti Pyhäkoski-Leväsuvo yhteyden rinnalle voitaisiin järkevin kustannuksin tehdä toinen yhteys, mutta voimajohto kulkee tiheään rakennetun alueen läpi, jolloin ympäristövaikutukset olisivat suuria. Näin ollen päädytään kolmanteen vaihtoehtoon eli uuden yhteyden rakentamiseen: ohjataan teho 110 kV:n voimajohtolla Pyhäkoskelta 17 kilometrin päähän Pikkaralaan.

Uuden Pyhäkoski-Pikkarala voimajohdon lisäämisen jälkeen tuotantoa rajoittaa Nuojua-Vuolijoki, Leppikoski-Tihisenniemi ja Nuojua-Haapavesi voimajohtojen vikaantumisesta aiheutuva pullonkaula Pyhäkoski-Utanen voimajohtolla. Lisäksi Haapaveden voimalaitoksen ollessa ajossa, erityisesti Pyhäkoski-Haapavesi yhteyden vikaantuminen ylikuormittaa Pyhäkoski-Utanen voimajohtoa. Pullonkaula rajoittaa lähinnä Utasen, Nuojuan ja Seitenoikean tuotannon lisäämistä. Koska pullonkaulan aiheuttaa useampi kriittinen vika, on kannattavinta vahvistaa pullonkaulaa tai rakentaa uusi yhteys eikä kahdentaa kaikkia mitoittavan tilanteen aiheuttavia komponentteja. Pitkien etäisyyksien takia uuden yhteyden rakentaminen aiheuttaisi enemmän kustannuksia, joten vahvistetaan Pyhäkoski-Utanen yhteyttä lisäämällä sen rinnalle toinen voimajohto.

Vuolijoen tuotannon lisäämistä rajoittavat Vuolijoen muuntajat. Vuolijoella on kaksi 400 MVA:n muuntajaa, joista toisen vikaantuessa toinen jää pullonkaulaksi. Pullonkaula voidaan poistaa kolmannella muuntajalla, joka kuitenkin on kallis vaihtoehto. Liitettävän tuulivoiman määrästä riippuen vaihtoehtona on myös muuntajan ylikuormitusvaran käyttäminen.

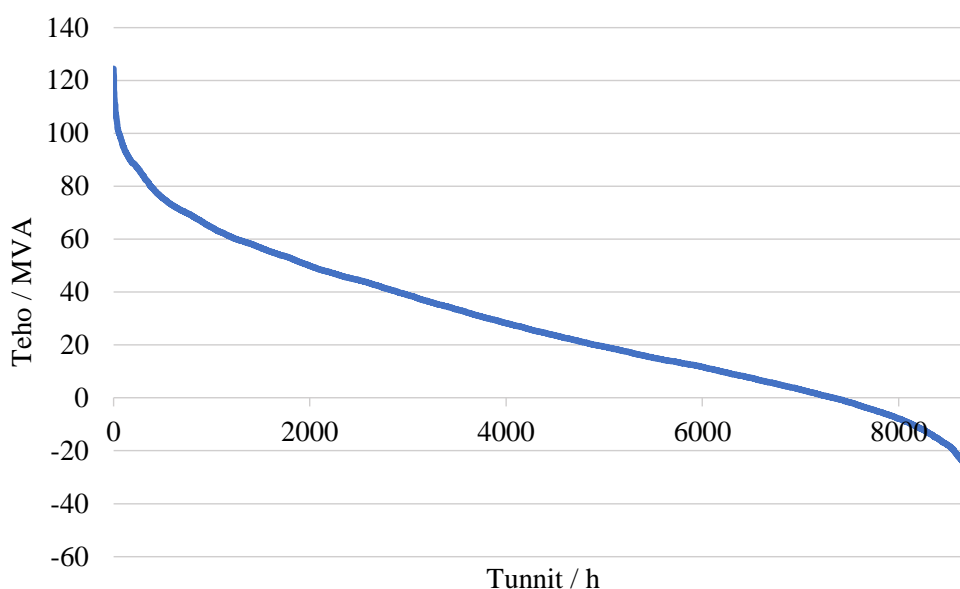
Seuraavaksi tuotannon lisäämistä rajoittaa Utanen-Nuojua yhteys. Voimajohto rajoittaa tuotantoa samojen kriittisten vikojen aikana, jotka aiheuttivat Pyhäkoski-Utanen yhteyden ylikuormittumisen. Kannattavin tapa poistaa pullonkaula on kahdentaa Utanen-Nuojua voimajohto samoista syistä kuin kahdennettiin Pyhäkoski-Utanen yhteys.

Voimajohdon ylikuormittuminen vaatii kuitenkin jo erittäin suuren määrän tuulivoimaa Kainuun alueelle.

Mikäli kaikki vuodelle 2025 suunniteltu tuulivoima toteutuisi Kainuun alueella, jouduttaisiin edellä mainittujen vahvistusten lisäksi vahvistamaan vielä lisää Pyhäkoski-Utanen ja Pyhäkoski-Pikkarala yhteyksiä. Lisäksi Nuojuan, Vuolijoen ja Pyhäkosken muuntoja tulisi vahvistaa entisestään.

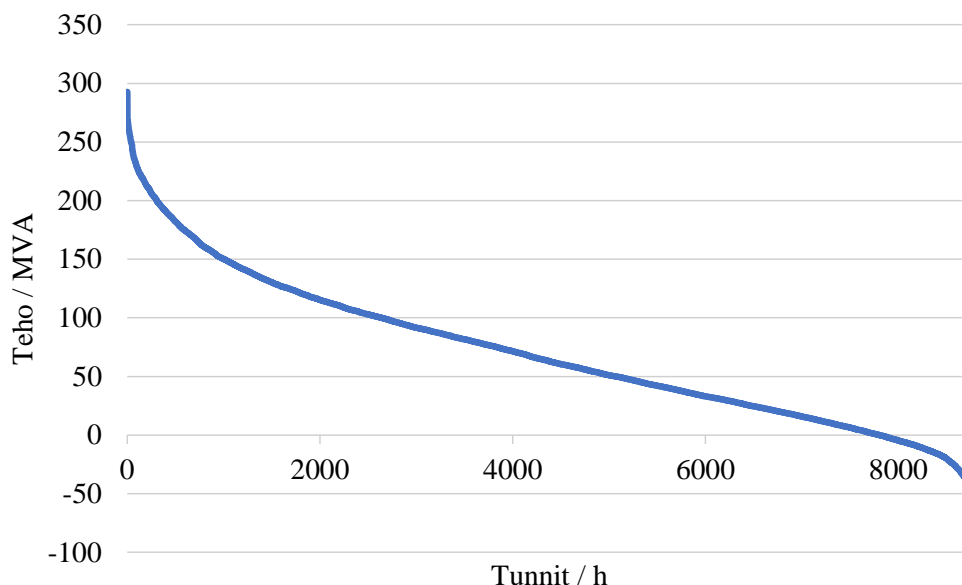
Tarkastellaan seuraavaksi tuotantoa rajoittavia komponentteja markkinamallianalyysin avulla. Tulokset sisältävät kaiken vuodelle 2025 suunnitellun tuulivoiman.

Kuvassa 32 nähdään markkinamallimenetelmän mukainen Nuojuan muuntajan pysyvyyskäyrä, jonka mukaan tehoa siirtyy muuntajan läpi ennen mitoittavaa vikaa suurimmillaan noin 125 MVA. PSS/E-laskennan mukaan tehonsiirto on ennen mitoittavaa vikaa 137 MVA ja mitoittavan vian aikana 240 MVA. Oletettaessa, että markkinamallimenetelmän mukainen huipputeho kasvaa samassa suhteessa PSS/E-laskelmien tehonsiirtojen kanssa, voidaan markkinamallimenetelmän mukaiseksi huipputehoksi mitoittavan vian aikana arvioida 220 MVA. Vuolijoen muuntajan 140 °C:een tehoraja (liite C) on 190 MVA, joten Nuojuulle tarvitaan sekä markkinamallimenetelmän, että PSS/E-laskelmien mukaan toinen muuntaja.



Kuva 32. Markkinamalliennusteen mukainen Nuojuan 220/110 kV:n muuntajan läpi menevän tehon pysyvyyskäyrä.

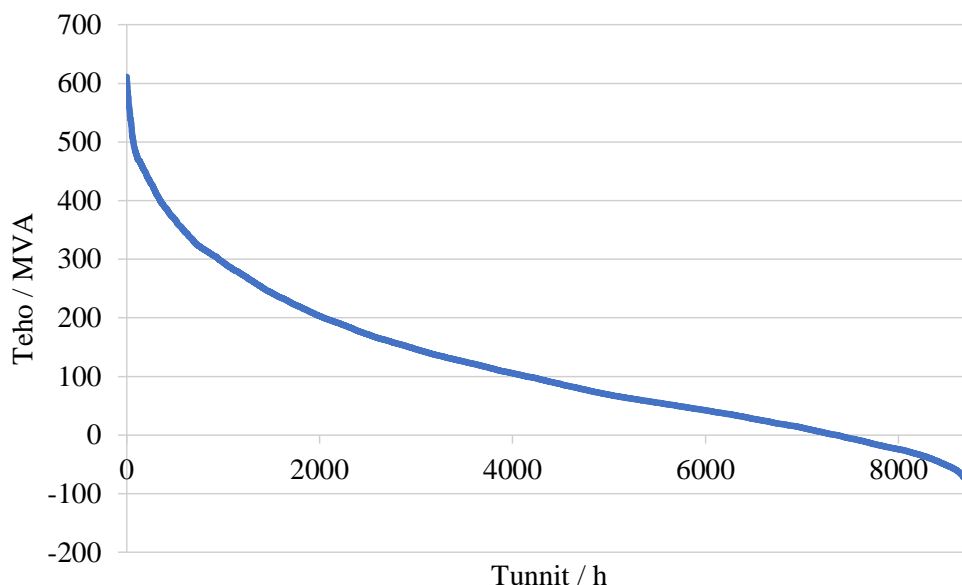
Utanen-Pyhäkoski voimajohdon tehonsiirto PSS/E-laskelmien mukaan on noin 320 MVA ennen mitoittavaa vikaa ja 415 MVA mitoittavan vian aikana. Seuraavalla sivulla olevasta kuvan 33 pysyvyyskäyrästä nähdään, että markkinamallin ennustama tehonsiirto voimajohdolla on suurimmillaan noin 290 MVA ennen mitoittavaa vikaa. Pysyvyyskäyrän muoto on huipukas, eli pahimpien siirtotilanteiden määrä vuodessa on vähäinen ja esimerkiksi vain kolmena tuntina vuodessa teho on yli 270 MVA. Markkinamallin mukaiseksi huipputehoksi mitoittavan vian aikana voidaan arvioida 375 MVA olettaen, että PSS/E-laskelmien ja markkinamalliennusteen huipputehot muuttuvat samassa suhteessa. Koska voimajohdon kuormitettavuus on 290 MVA, on toisen voimajohdon rakentaminen myös markkinamalliennusteen mukaan välttämätöntä.



Kuva 33. Markkinamalliennusteen mukainen 220 kV:n Utanen-Pyhäkoski voimajohdon pysyvyyskäyrä.

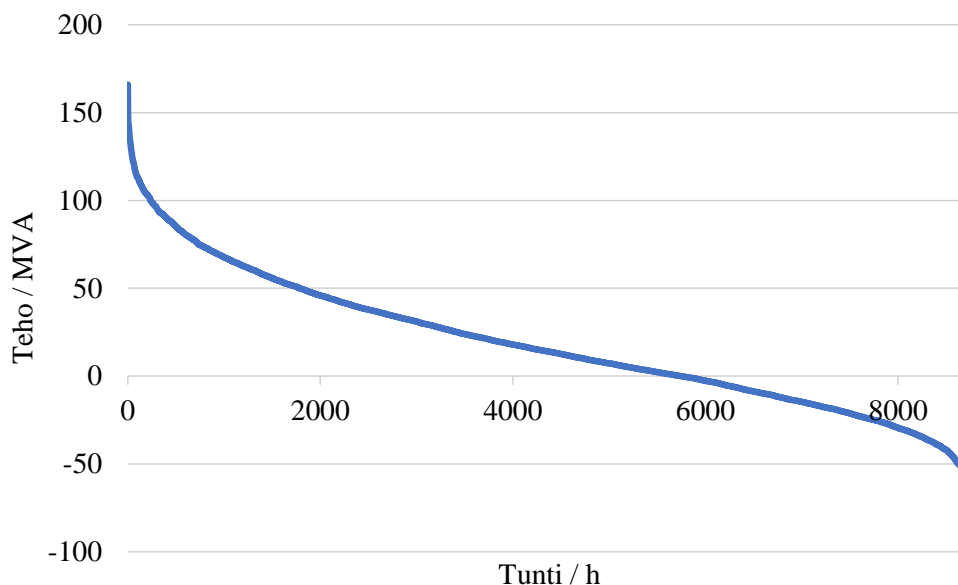
Seuraavan sivun kuvassa 34 nähdään markkinamalliennusteen mukainen Vuolijoen muunnon tehon pysyvyyskäyrä. PSS/E-laskelmien mukaan muunnossa siirtyy tehoa noin 715 MVA, kun markkinamallin mukaan teho on suurimmillaan 620 MVA. Mitoittavan vian aikana, eli toisen muuntajan vikaantuessa, jäljelle jäävän muuntajan läpi menee PSS/E-laskelmien mukaan 610 MVA tehoa. Tarkasteltaessa Vuolijoen muuntajien yksilöllisiä kuormitettavuuksia (liite D) nähdään, että Vuolijoen heikomman muuntajan 140 °C:een kuormitettavuus on 500 MVA ja 120 °C:een kuormitettavuus 440 MVA. PSS/E-laskelmien mukaan muuntoa tarvitsee siis vahvistaa. Kun oletetaan markkinamallimenetelmän ja PSS/E-laskelmien huipputehokojen kasvavan edelleen samassa suhteessa, voidaan arvioida markkinamallimenetelmän mukaiseksi mitoittavan vian aikaiseksi huipputehoksi noin 530 MVA. Koska teho on vain 6 % yli sallitun kuormitettavuuden, suoritetaan tarkempia tarkasteluja varten markkinamallimenetelmä vielä mitoittavan vian aikaisella verkkotilanteella.

Uuden markkinamallilaskennan mukaan mitoittavan vian aikaiseksi huipputehoksi saadaan 500 MVA. Ainoastaan muutamana tuntina vuodesta teho on 140 °C:een tehorajalla ja 34 tuntina vuodesta teho ylittää 120 °C:een tehorajan. Koska muuntajia voidaan käyttää hetkellisesti 140 °C:een kuormituksella ja useita päiviä 120 °C:een kuormituksella, ei markkinamallimenetelmän mukaan muuntoa tarvitse vahvistaa. Markkinamallimenetelmän epätarkkuudesta johtuen virherajat on kuitenkin syytä huomioida.



Kuva 34. Markkinamalliennusteen mukainen kahden Vuolijoen 400/110 kV:n muuntajan läpi menevän tehon pysyvyyskäyrä.

Nuojua-Utanen voimajohdon tehonsiirto on PSS/E-laskelmien mukaan ennen mitoittavaa vikaa noin 210 MVA ja mitoittavan vian aikana 330 MVA. Seuraavalla sivulla olevasta kuvan 35 kuvaajasta nähdään, että markkinamallin ennustama tehonsiirto voimajohdolla on ennen mitoittavaa vikaa suurimmillaan 170 MVA. Olettaessa, että markkinamallimenetelmän mukainen tehonsiirto kasvaa samassa suhteessa PSS/E-laskelmien kanssa, voidaan markkinamallimenetelmän mukaiseksi huippukuormaksi arvioida 270 MVA. Koska voimajohto kestää noin 290 MVA:n tehonsiirron, ei markkinamallimenetelmän mukaan voimajohtoa tarvitse vahvistaa. Lisäksi markkinamallin pysyvyyskäyrän mukaan kulutushuippujen aikainen siirtotilanne on harvinainen ja lyhytkestoinen. Esimerkiksi ainoastaan kolmena tuntina vuodessa voimajohto on ehjällä verkolla yli 150 MVA:n kuormassa.



Kuva 35. Markkinamalliennusteen mukainen 220 kV:n Nuojua-Utanen voimajohdon pysyvyyskäyrä.

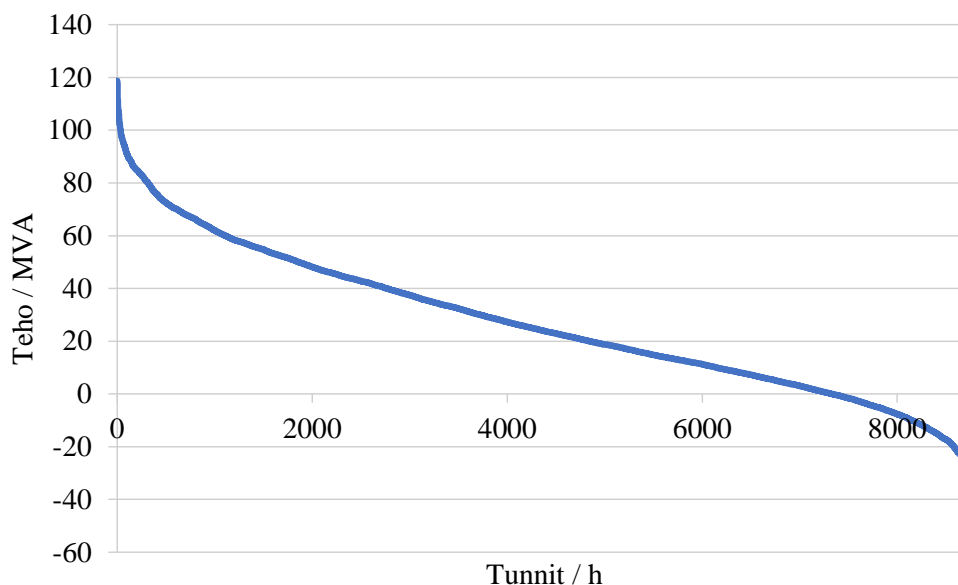
### 3.3.3 Haapaveden 220 kV:n voimajohtojen säteittäiskäytön vaikutukset vuoden 2025 tehonsiirtoihin

Tarkastellaan verkkoratkaisua, jossa Haapavesi-Nuojua yhteys on irti verkosta ja Haapaveden voimalaitos on säteittäiskäytössä. Kun Nuojualta ei mene yhteyttä Haapavedelle, täytyy Seitenoikealta ja Nuojualta tulevan tuotannon kulkea kokonaisuudessaan Utasen sähköaseman kautta. Tämän seurauksena Nuojua-Pyhäkoski voimajohdot kuormittuvat enemmän. Pyhäkoski-Haapavesi voimajohdon vikaantuminen ei kuitenkaan aiheuta säteittäiskäytössä enää ylikuormittumista Nuojua-Pyhäkoski yhteydellä ja siten säteittäiskäyttö on mitoittavan vian aikana rengaskäyttöä parempi vaihtoehto. Vaikutukset Nuojua-Pyhäkoski voimajohdoilla ovat suuren tuulivoimatuotannon aikana joitain kymmeniä megawatteja.

Verkon pullonkaulat ja mitoittavat viat säilyvät säteittäiskäytössä samoina kuin Haapaveden voimajohtojen ollessa renkaassa. Ainoana poikkeuksena on Pyhäkoski-Haapavesi voimajohdon vikaantuminen, joka säteittäiskäytössä aiheuttaa Haapaveden voimalaitoksen irtoamisen verkosta.

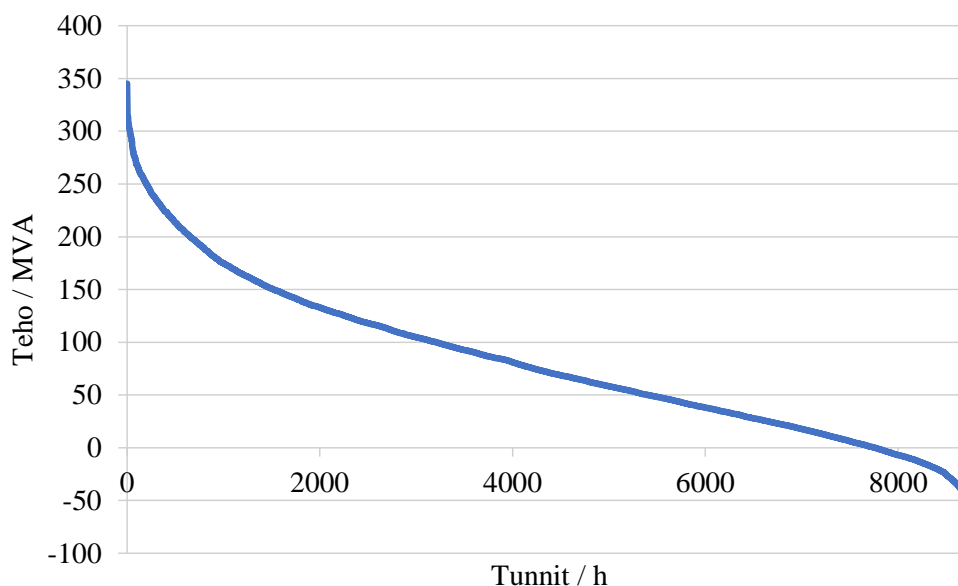
Vertaillaan markkinamallianalyysillä laskettuja pullonkaulakomponenttien pysyvyyskäyriä Haapaveden voimalaitoksen ollessa rengas- ja säteittäiskäytössä. Seuraavan sivun kuvassa 36 nähdään Nuojuan muuntajan tehon pysyvyyskäyrä säteittäiskäytössä. Verratessa tätä rengaskäytön aikaiseen Nuojuan muuntajan pysyvyyskäyrään (sivu 46 kuva 32) huomataan, että pysyvyyskäyrillä ei ole juuri eroa. Rengaskäytön aikana Nuojuan muuntaja kuormittuu muutamia megawatteja enemmän kuin säteittäiskäytössä ja näin ollen Nuojuan muuntajan kannalta säteittäiskäyttö on hieman vähemmän kuormittava verkkoratkaisu.





Kuva 36. Markkinamalliennusteen mukainen Nuojuan 220/110 kV:n muuntajan läpi menevän tehon pysyvyyskäyrä Haapaveden voimalaitoksen ollessa säteittäiskäytössä.

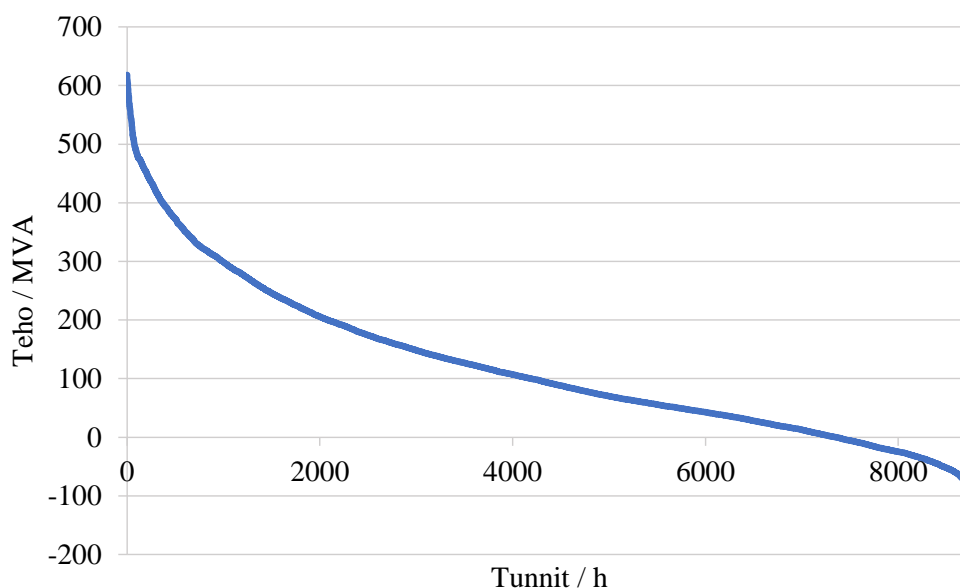
Kuvassa 37 nähtävä Utanen-Pyhäkoski voimajohdon tehon pysyvyyskäyrä on huippuarvoltaan 350 MVA eli noin 60 MVA suurempi kuin vastaava rengaskäytön aikainen huipputeho (sivu 47 kuva 33). Säteittäiskäytön aikana voimajohdon teho on 66 tuntina vuodessa yli 280 MVA, kun rengaskäytön aikana voimajohdon läpi kulki kyseinen teho ainoastaan kahtena tuntina vuodessa. Säteittäiskäyttö kuormittaa siis selvästi enemmän Utanen-Pyhäkoski voimajohtoa ja rajoittaa aikaisemmin tuulivoiman lisäämistä erityisesti Utasen sähköasemalle.



Kuva 37. Markkinamalliennusteen mukainen 220 kV:n Utanen-Pyhäkoski voimajohdon pysyvyyskäyrä Haapaveden voimalaitoksen ollessa säteittäiskäytössä.

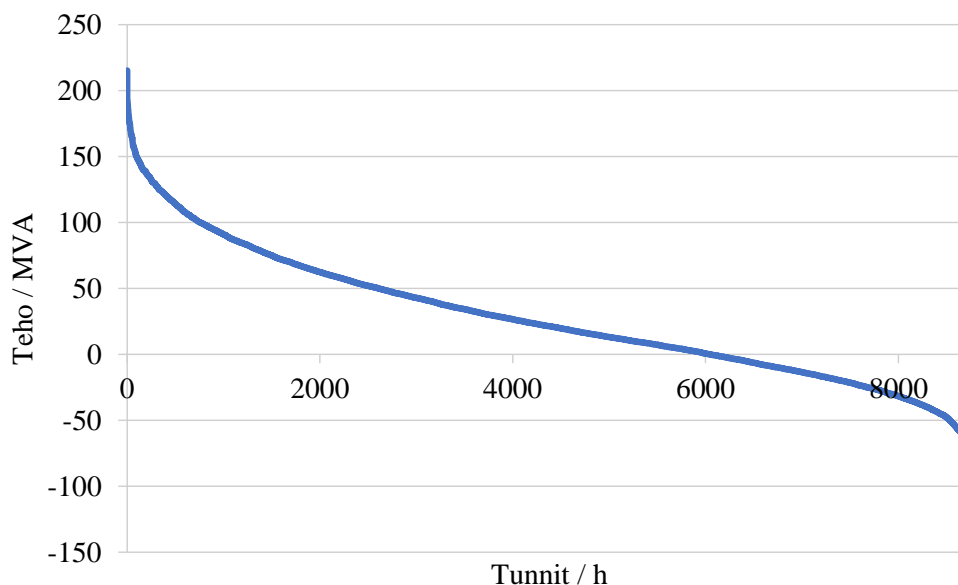
Seuraavan sivun kuvassa 38 nähtävä Haapaveden voimalaitoksen säteittäiskäytön aikainen Vuolijoen muunnon tehon pysyvyyskäyrä on käytännössä sama kuin

Haapaveden voimalaitoksen rengaskäytön aikainen Vuolijoen muunnon pysyvyyskäyrä (sivu 48 kuva 34). Vuolijoen muuntajan muodostamaan pullonkaulaan Haapaveden voimalaitoksen säteittäiskäyttö ei siis vaikuta.



Kuva 38. Markkinamalliennusteen mukainen Vuolijoen 400/110 kV:n muunnon läpi menevän tehon pysyvyyskäyrä Haapaveden voimalaitoksen ollessa säteittäiskäytössä.

Nuojua-Utanen voimajohdon markkinamallimenetelmän mukainen huippukuorma on seuraavan sivun kuvan 39 mukaisesti säteittäiskäytössä 215 MVA eli noin 50 MVA enemmän kuin rengaskäytössä (sivu 49 kuva 35). Rengaskäytössä voimajohtoa ei tarvinnut markkinamallimenetelmän mukaan vahvistaa, mutta koska säteittäiskäyttö aiheuttaa suuremmat tehonsiirrot, tarkastellaan vahvistustarvetta uudelleen. Ennen mitoittavaa vikaa PSS/E-laskennan mukainen tehonsiirto säteittäiskäytössä on 245 MVA ja mitoittavan vian aikana 390 MVA. Markkinamallimenetelmän mukaiseksi mitoittavan tilanteen aikaiseksi huipputehoksi voidaan siten arvioida 340 MVA. Arviossa oletetaan PSS/E-laskennan ja markkinamallimenetelmän mukaisten huipputehojen kasvavan samassa suhteessa. Koska voimajohtoa voidaan kuormittaa 290 MVA, täytyy markkinamallimenetelmän mukaan voimajohtoa vahvistaa tai harkita tuotannon rajoittamista niinä tunteina, jolloin voimajohto on ylikuormassa.



Kuva 39. Markkinamalliennusteen mukainen 220 kV:n Nuojua-Utanen voimajohdon pysyvyyskäyrä Haapaveden voimalaitoksen ollessa säteittäiskäytössä.

Kuten tarkastelun alussa oletettiin, sekä Utanen-Pyhäkoski että Nuojua-Utanen voimajohdot kuormittuvat enemmän Haapaveden voimajohtojen ollessa säteittäiskäytössä verrattuna rengaskäyttöön. PSS/E:n laskentatilanteissa Haapaveden voimalaitos ei kuitenkaan ollut käytössä. Haapaveden voimalaitoksen ajaessa ja Pyhäkoski-Haapavesi voimajohdon vikaantuessa tilanne on päinvastainen ja säteittäiskäyttö helpottaa tehonsiirtoja Nuojuan ja Pyhäkosken välillä. Haapaveden voimalaitoksen ajaessa erot tehonsiirroissa säteittäiskäytön ja rengaskäytön välillä ovat ehjässä verkossa pieniä. Erot kasvavat pienemmällä tuulivoimatuotannolla, mutta tällöin voimajohdot eivät enää lähesty ylikuormitustilanteita. Nuojuan ja Vuolijoen muuntajien tehonsiirroissa ei aiheutunut merkittäviä muutoksia.

### 3.3.4 Erikoistapaukset

Kainuun aluesuunnitelman kehittämiseksi tarkastellaan vielä muutamia mahdollisesti toteutuvia erikoistapauksia: lisätuulivoima 220 kV:n Pyhäkoski-Haapavesi-Nuojua renkaan sisälle, Seitenoikea-Nuojua 220 kV:n voimajohdon muuttaminen 110 kV:n jänniteportaaseen ja Seitenoikean tuulivoiman liittäminen Seitenoikea-Nuojua voimajohtoon. Tarkastellaan muutoksia tilanteessa, jossa muita ylimääräisiä verkkomuutoksia ei ole tehty ja suunniteltu vuoden 2025 tuulivoima on lisätty verkkoon.

Aiemmin mainittujen tuulivoimasuunnitelmien lisäksi Kainuun alueelle on mahdollisesti tulossa 75 – 175 MVA:n tuulipuisto Haapaveden voimalaitokselle menevän 220 kV:n voimajohtorenkaan keskelle. Tällöin mahdollisia liityntäpisteitä olisivat Uusnivalan, Pikkaralan tai Pyhäkosken 110 kV:n sähköasemat. Vuoden 2020 tilanteessa tuulivoiman liittäminen ei aiheuta muutoksia aluesuunnitelmaan, mutta vuoden 2025 tilanteessa Pyhäkoskelle mahtuvaa tehoa rajoittaa sinne liitettävä muu tuulivoima. Uusnivalan ja Pikkaralan sähköasemille tuulivoimaa mahtuu kohtuullisesti muuttamatta aluesuunnitelmaa.

Tarkastellaan seuraavaksi kuinka Seitenoikea-Nuojua voimajohdon muuttaminen 110 kV:n jänniteportaaseen vaikuttaa Kainuun alueen tehonsiirtoihin. Vuoden 2025 tilanteessa olennaisimmat tuulivoiman lisäämistä rajoittavat pullonkaulat ovat

voimajohdot: Pyhäkoski-Leväsuo, Utanen-Pyhäkoski, ja Nuojua-Utanen sekä Nuojuan ja Vuolijoen muuntajat. Tarkastellaan ensin verkkomallia, jossa 220 kV:n Haapaveden yhteydet ovat renkaassa ja sitten säteittäisenä.

Muutettaessa Seitenoikea-Nuojua voimajohto 110 kV:n jänniteportaaseen huomataan, että 220 kV:n Haapaveden voimajohtojen ollessa renkaassa Pyhäkoski-Leväsuo voimajohdolla siirto vähenee noin 5 %, Utanen-Pyhäkoskella noin 15 % ja Nuojua-Utanen yhteydellä noin 25 %. Nuojuan muuntajan läpi kulkeva teho kasvaa 34 % ja Vuolijoen muunnon läpi kulkeva teho 8 %. Näin ollen muutos parantaa tuulivoiman liittämismahdollisuuksia Utasella ja Pyhäkoskella, mutta huonontaa Nuojualla, Seitenoikealla ja Vuolijoella. Nuojua-Utanen voimajohdon muuttaminen 110 kV:n jänniteportaaseen on siis kannattava vaihtoehto jos alueen tuulivoimasuunnitelmat tulevat painottumaan Utasen ja Pyhäkosken alueelle.

Tarkastellaan seuraavaksi tehonsiirtojen suhteellisia muutoksia Haapaveden 220 kV:n voimajohtojen ollessa säteittäisinä. PSS/E:n laskentatuloksista nähdään, että Pyhäkoski-Leväsuo voimajohdolla siirto vähenee noin 3 %, Utanen-Pyhäkoskella noin 8 % ja Nuojua-Utanen yhteydellä noin 18 %. Nuojuan muuntajan läpi kulkeva teho kasvaa 24 % ja Vuolijoen muunnon läpi kulkeva teho 4 %. Tehonsiirrot muuttuvat siis samoin kuin 220 kV:n voimajohtojen ollessa rengaskäytössä, mutta säteittäiskäytössä muutokset ovat selvästi pienemmät.

Tarkastellaan Seitenoikean tuulivoimatuotannon siirtämistä Seitenoikea-Nuojua voimajohtoon. Nyt tuotanto ei kuormita enää Seitenoikean muuntajaa, joten Seitenoikealle mahtuu enemmän tuulivoimaa. 220 kV:n Haapaveden voimajohtojen ollessa sekä renkaassa että säteittäisenä, tehonsiirrot kasvavat voimajohdoilla Pyhäkoski-Leväsuo 3 %, Utanen-Pyhäkoski 7 % ja Nuojua-Utanen 14 %. Nuojuan muuntajalla tehonsiirto pienenee 11 % ja Vuolijoen muuntajalla 4 %. Seitenoikean tuotannon liittäminen 220 kV:n Seitenoikean-Nuojua voimajohtoon lisää siis tehonsiirtoa Nuojuan ja Pyhäkosken sekä Pyhäkosken ja Leväsuon välillä. Koska kaikki Kainuun alueelle suunniteltu tuulivoima kulkee osittain näiden yhteyksien kautta, huononevat tuulivoiman liittämismahdollisuudet muilla asemilla paitsi Seitenoikealla. Tätä vaihtoehtoa voidaan siis käyttää jos Kainuun tuulivoima painottuu Seitenoikealle.

### 3.3.5 Alueellisen verkkosuunnitelman yhteenveto

Kainuun alueelle mahtuva tuulivoima riippuu tuulivoiman sijoittumisesta alueella. Eri asemille liitettävä tuulivoima aiheuttaa pullonkauloja verkon eri osissa ja siten jokaisella asemalla on oma liittämiskapasiteettinsa. Tuulivoimaa liitettäessä usealle asemalle saattavat tuotannot ajaa toisiaan vasten, jolloin siirtotilanne voi näennäisesti myös helpottua. Mitoittavien tilanteiden ja pullonkaulojen etsimisessä oli tärkeää käyttää kappaleen 3.3.1 esimerkin mukaisia taulukoita oikeiden mitoittavien tilanteiden löytämiseksi.

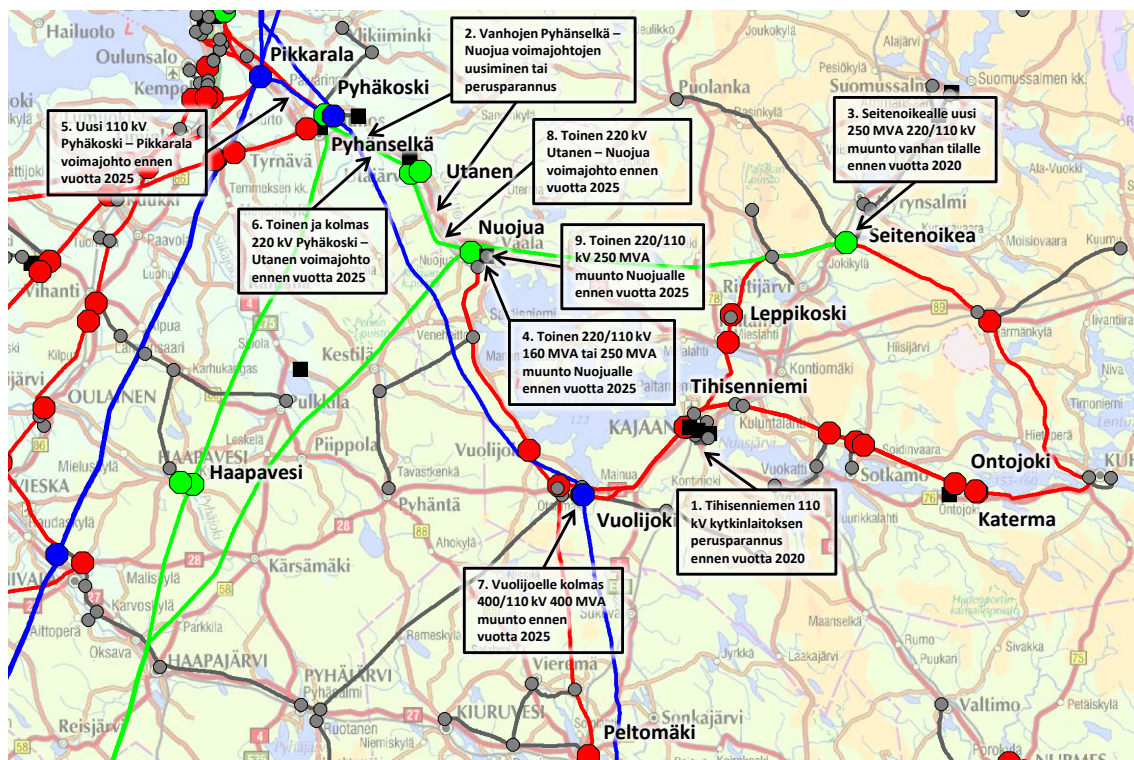
Seuraavalla sivulla olevassa taulukossa 5 on yhteenveto Kainuun alueen sähkönsiirtoverkon perusparannus- ja kehitystarpeista tuulivoimatuotannon määrän kasvaessa. Taulukosta näkyvät mitoittavat viat ja niiden aiheuttamat pullonkaulat, pullonkaulaa vahvistava toimenpide sekä sähköasemat, joiden tuotantoon pullonkaula vaikuttaa. "Verkkoa vahvistava toimenpide" -sarakkeessa näkyy suluissa vuosi, johon mennessä toimenpide tulee suorittaa. Taulukko on siinä järjestyksessä, jossa pullonkaulat oletettavasti esiintyvät ja järjestys voi muuttua tuulivoimasuunnitelmien muuttuessa. Taulukon verkkovahvistukset kattavat tilanteen, jossa kaikki Kainuun alueelle suunnitellut tuulivoimahankkeet (ks. kappale 3.1.4) toteutuvat. Tuulivoimatuotannon

vaatimien vahvistusten lisäksi taulukossa huomioidaan Pyhäkoski-Nuojua voimajohdon ja Tihisenniemen kytkinlaitoksen perusparannukset.

Taulukko 5. Yhteenveto Kainuun alueen sähkönsiirtoverkon kehitystarpeista vuoteen 2030 mennessä. Toimenpiteiden tarpeellisuus riippuu suunniteltujen tuulivoimahankkeiden toteutumisesta.

Mitoittavat viat	Pullonkaula	Verkkoa vahvistava toimenpide	Parantaa liityntäkapasiteettia seuraavilla asemilla
		Tihisenniemen 110 kV kytkinlaitoksen perusparannus (2020)	
		Pyhäkoski - Nuojua voimajohdon perusparannus tarvittaessa	
Seitenoikea - Tihisenniemi	Seitenoikea - Nuojua 220 kV voimajohto	Virtamuuntajien asettelujen vaihtaminen (2020)	Seitenoikea
Seitenoikea - Tihisenniemi	Seitenoikean 220/110 kV muuntaja	Vaihdetaan 250 MVA muuntaja Seitenoikealle (2020)	Seitenoikea
Nuojua - Vuolijoki 110 kV voimajohto	Nuojuan 160 MVA muuntaja	Toinen muuntaja Nuojuan muuntajan rinnalle (2025)	Nuojua
Pyhänselän 220/110 kV muuntaja, Pyhänselkä - Pyhäkoski 220 kV voimajohto	Pyhäkoski - Leväsuo 110 kV voimajohto	Uusi 110 kV Pyhäkoski - Pikkarala voimajohto (2025)	Pyhäkoski, Utanen, Seitenoikea ja Nuojua
Nuojua - Vuolijoki 110 kV, Leppikoski - Tihisenniemi 110 kV ja Nuojua - Haapavesi 220 kV voimajohdot	Pyhäkoski - Utanen 220 kV voimajohto	Toinen Pyhäkoski - Utanen 220 kV virtapiiri (2025)	Utanen, Seitenoikea ja Nuojua
Toinen Pyhäkoski - Utanen 220 kV voimajohto	Pyhäkoski - Utanen 220 kV voimajohto	Kolmas Pyhäkoski - Utanen 220 kV virtapiiri (2025)	Utanen, Seitenoikea ja Nuojua
Vuolijoen toinen 400/220 kV muuntaja	Vuolijoen 400 MVA muuntaja	Kolmas 400 MVA muuntaja Vuolijoelle (2025)	Vuolijoki
Nuojua - Vuolijoki 110 kV, Leppikoski - Tihisenniemi 110 kV ja Nuojua - Haapavesi 220 kV voimajohdot	Utanen - Nuojua 220 kV voimajohto	Toinen Utanen - Nuojua 220 kV virtapiiri (2025)	Seitenoikea ja Nuojua
Nuojuan toinen 220/110 kV muuntaja	Nuojuan 160 MVA muuntaja	Nuojuan muuntajat 250 MVA tehoisiksi (2025)	Nuojua

Seuraavalla sivulla kuvassa 40 nähdään verkkovahvistukset kartalla. Todellisia vahvistuksia tulee toteuttaa vasta tuulivoimahankkeiden edetessä ja lisäksi muuntojen vahvistuksia suunniteltaessa on hyvä huomioida ylikuormitusvarojen käyttö, joihin myös markkinamallitulokset kannustivat.



Kuva 40. Kainuun aluesuunnitelma vuoteen 2030 asti. Aluesuunnitelma huomioi kaiken tuulivoiman, joka Kainuun alueelle on suunnitteilla. Verkkovahvistusten edessä olevat numerot kuvaavat vahvistusten todennäköistä toteutumisjärjestystä. Todellinen vahvistusten tarve riippuu tuulivoiman lopullisesta sijoittumisesta ja määrästä.

## 4. Menetelmä sähkömarkkinamallien hyödyntämisestä alueellisessa verkkosuunnittelussa

*Tässä luvussa tutustutaan menetelmään, jolla sähkömarkkinamalleja voidaan hyödyntää alueellisen sähkönsiirtoverkon suunnittelussa. Luvussa keskitytään markkinamallimenetelmän periaatteen selventämiseen välttäen työkaluina käytettyjen ohjelmien yksityiskohtaista kuvaamista.*

### 4.1 Markkinamalliennusteiden valmistelu

PSS/E-laskennassa tarkastellaan yksittäisiä, pysyviä eli staattisia verkkotilanteita. Nykytilanteita tarkasteltaessa verkon siirtotilanteen dynaamisuutta eli ajallista vaihtelua voidaan tarkastella lähivuosien mittauksista, mutta tulevaisuuden tilanteissa tällaista mahdollisuutta ei ole. Sähkömarkkinamallimenetelmän tarkoituksena on toimia työkaluna, jolla myös tulevaisuuden verkon tehonsiirtotilanteiden ajallista vaihtelua voidaan arvioida.

Siirtoverkon markkinamallianalyysiä varten tarvitaan lähtötilanteeksi markkinamalliennuste joltain viimeaikaiselta vuodelta sekä ennusteet niiltä tulevaisuuden vuosilta, joita halutaan tarkastella. Lähtötilanne kannattaa valita mahdollisimman läheltä nykyhetkeä, mutta samalla sen tulee edustaa alueen tyypillistä tuotanto- ja kuormitusilannetta.

Markkinamalliennusteet saadaan taulukkomuodossa, jossa kulutus- ja tuotantotiedot sekä rajajohtojen siirrot ovat omilla välilehdillään. Jotta YALFCM-ohjelma lukee markkinamallituloksia oikein, tulee markkinamalliennusteen välilehdillä olevien sarakkeiden nimet ja sarakenumerot sekä YALFCM-ohjelman koodi muokata toisiaan vastaaviksi. Lisäksi tarkasteltavan alueen paikallinen tuotanto tulee lisätä markkinamalliennusteeseen yksittäisinä tuotantolaitoksina. Koska markkinamalli antaa tuotantoennusteet suurpiirteisesti kokonaisille tuotantoryhmille eikä näistä voida riittävällä tarkkuudella johtaa yksittäisten tuotantolaitosten tuotantoa, määritetään paikallisten tuotantolaitosten tuotantotiedoiksi todelliset tuotantolaitosten mittaustulokset lähtötilanteen vuodelta. Lopuksi vähennetään lisätty paikallinen tuotanto markkinamallin kokonaistuotantosarakkeista, jotta kokonaistuotanto pysyy ennusteen mukaisena.

Tulevaisuuden markkinamalliennusteisiin johdetaan paikallinen tuotanto lähtötilanteen tuotantotiedoista. Lähtötilanteen tuotantotiedot eli todelliset mittaukset kerrotaan markkinamallin ennustamalla tuotantokategorioiden kokonaistuotannon muutoksella. Tätä kutsutaan tuotannon skaalaamiseksi. Esimerkiksi Kainuun alueella pääosa tuotannosta oli vesivoimaa, joten tulevaisuuden paikallinen tuotanto saatiin kertomalla yksittäisten vesivoimalaitosten lähtötilanteen tuotanto markkinamalliennusteen kokonaisvesivoimatuotannon suhteellisella kasvulla.

### 4.2 Markkinamallitulosten analysointi

Markkinamallitulokset voidaan seuraavaksi ajaa YALFCM-ohjelmaan. Tuloksena saadaan laskettavana olevan alueen voimajohtojen tehonsiirrot, joita voidaan verrata vielä todellisiin mittauksiin ja näin varmistaa, että lähtötilanteen markkinamalliennuste vastaa mittauksia. Markkinamallitulosten vertaamista mittauksiin käsiteltiin tarkemmin kappaleessa 2.5.



YALFCM-ohjelman avulla saadaan laskettavana olevan alueen voimajohtojen tehonsiirrot vuoden jokaiselta tunnilta. Tuloksia kannattaa tarkastella erityisesti niiden komponenttien osalta, jotka PSS/E-laskelmien perusteella rajoittavat tehonsiirtoa. Tuloksista voidaan muodostaa voimajohtojen tehonsiirtojen pysyvyyskäyrät ja näiden huippuarvoja voidaan verrata PSS/E-laskelmien huippukuormiin. Pysyvyyskäyrästä kannattaa tarkastella erityisesti huippukuormituksen osuutta kokonaisajasta. Tämän avulla voidaan tehdä päätöksiä kannattaako verkkoa vahvistaa huippukuorman mukaan vai ovatko kuormitushuiput niin harvoina tunteina, että verkkovahvistusten sijaan on esimerkiksi kannattavampaa rajoittaa tuotantoa mitoittavien tuntien ajaksi.

Voimajohtojen tehonsiirtojen perusteella voidaan tarkastella myös muuntajien tehonsiirtoja, sillä mikäli paikallista tuotantoa tai kuormaa ei ole, muunnon läpi kulkeva teho vastaa muuntoasemalta lähtevissä voimajohdoissa kulkevaa tehoa. Markkinamallianalyysin hyödyntäminen muuntajien tehonsiirtojen tarkastelussa onkin erityisen hyödyllistä, sillä muuntajia voidaan ylikuormittaa määrättyjä aikoja. Markkinamallianalyysin avulla nähdään muunnon huippukuorman kesto ja sen perusteella voidaan arvioida muunnon todellinen kuormittuminen. Pysyvyyskäyrien lisäksi tuloksia voidaan tarkastella myös aikasarjamuodossa, jolloin nähdään milloin kulutushuiput esiintyvät ja kuinka usein huippukuormia on peräkkäisinä tunteina.

Markkinamallitulosten perusteella jokaiselle tunnille laskettuja tehonsiirtotilanteita voidaan tarkastella myös erikseen PSS/E-ohjelmalla. Tuloksista voidaan esimerkiksi etsiä määrätyn voimajohdon kannalta kuormittavin tunti ja tarkastella minkälaisessa tilanteessa kuormitushuippu esiintyy.

Markkinamallituloksia voidaan tarkastella myös PSS/E:n eri verkkomalleissa. Verkkomallin vaihtaminen on yleensä tarpeellista laskettaessa tehonsiirtoja eri tarkasteluvuosien verkkomalleille, joissa verkko tai sen kytkentä on muuttunut. Muutoksia voivat aiheuttaa esimerkiksi vahvistustarpeet, uusi tuotanto ja kulutus tai vikatilanteet. Verkkomallin vaihtamisen jälkeen markkinamallitulokset täytyy ajaa YALFCM-ohjelmalla uudestaan. Taulukossa 6 nähdään vielä yhteenvetona markkinamallimenetelmän eri vaiheet.

Taulukko 6. Markkinamallimenetelmän vaiheet.

1.Valitaan lähtötilanteeksi markkinamalliennuste joltain viimeaikaiselta vuodelta sekä ennusteet niiltä tulevaisuuden vuosilta, joita halutaan tarkastella.
2.Muokataan markkinamalliennusteen välilehdillä olevien sarakkeiden nimet ja sarakenumerot YALFCM-ohjelman koodia vastaaviksi.
3.Lisätään markkinamalliennusteeseen paikalliset tuotantolaitokset viimeaikaisten mittaustietojen mukaan ja vähennetään lisätty tuotanto tuotantokategorioiden kokonaistuotannoista.
4.Johdetaan tulevaisuuden paikallinen tuotanto kertomalla lähtötilanteen tuotantotiedot markkinamallin kokonaistuotannon muutoksella.
5.Ajetaan markkinamallitulokset YALFCM-ohjelmaan.
6.Laaditaan tarvittavat pysyvyyskäyrät ja aikasarjat.

### 4.3 Markkinamallimenetelmän toimivuus ja luotettavuus

Kokonaisuutena markkinamallianalyysi toimi hyvänä apuvälineenä Kainuun aluesuunnitelman laskemisessa. Kuten kaikissa ennusteisiin pohjautuvissa menetelmissä, myös markkinamallimenetelmässä lopputuloksiin vaikutti merkittävästi ennusteiden tarkkuus ja erityisesti Kainuun tapauksessa tuulivoiman tuotantoennuste. Ennusteiden epävarmuuden takia menetelmää ei voida yksistään käyttää investointipäätösten



perustana, mutta sen avulla saadaan arvokasta lisätietoa verkon suunnittelua ja tehokkaampaa käyttöä varten.

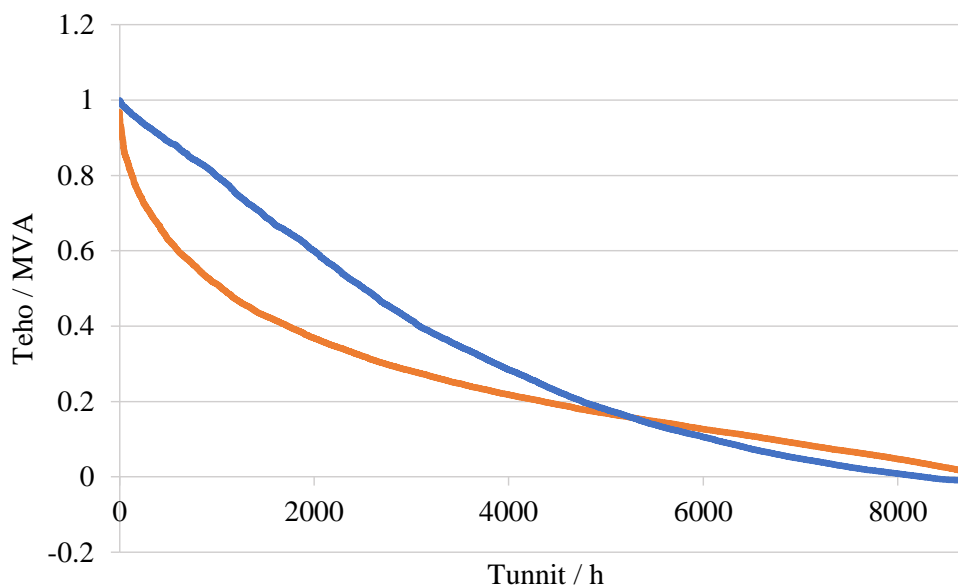
Yksittäisten sähköasemien lähtötilanteen pysyvyyskäyriä tarkasteltaessa huomattiin, että suurin osa markkinamallimenetelmällä lasketuista sähköasemataseista vastasi mittauksia. Esimerkiksi Utaasen asemalla oli pientä poikkeavuutta, jolle kuitenkin löytyi markkinamallimenetelmästä johtumaton selitys (ks. kappale 2.5). Menetelmä itsessään toimi siis odotusten mukaisesti ja YALFCM-ohjelma laski Kainuun tehonjaon onnistuneesti.

Markkinamallimenetelmän ennusteiden mukaisia tehonsiirtojen pysyvyyskäyriä tarkasteltaessa huomattiin, että pysyvyyskäyrien huiput jäivät systemaattisesti pienemmiksi kuin PSS/E-ohjelmalla lasketut vertailuarvot. Tarkasteltaessa markkinamallitulosten yksittäisten tuntien tehonsiirtotilanteita PSS/E-ohjelmalla havaittiin, että tuulivoimatuotanto ei ollut kaikilla asemilla yhtäaikaisesti täydellä teholla kuten PSS/E-laskelmissa. Näin ollen markkinamallimenetelmä ennusti aluekohtaisesti pienempää tuulivoimatuotantoa kuin ennakkoon oletettiin. Tämä johtui pääasiassa tuulisarjasta, jota käytettiin kuvaamaan markkinamallien tuulivoimaa. Markkinamallianalyysin ja PSS/E-laskelmien eroavaisuuksiin vaikutti myös markkinamalliennusteen lyhyt otanta. Jos markkinamalliennuste laskettaisiin pidemmälle ajanjaksolle, kasvaisi myös todennäköisyys kuormittavampien tehonsiirtotilanteiden toteutumiselle.

Markkinamallimenetelmä kyseenalaisti oletuksen verkon mitoittamisesta teoreettisesti pahimman tilanteen mukaan. Menetelmän perusteella tuulivoimatuotanto ei aja Kainuun kokoisella alueella yhtäaikaisesti täydellä nimellisteholla mikä vähentää verkon kuormittumista ja vahvistustarvetta merkittävästi. Koska tuulivoimatuotanto ja sen ennuste vaikuttavat olennaisesti markkinamallianalyysiin, tarkastellaan seuraavassa kappaleessa vielä tuulisarjan vaikutuksia markkinamallimenetelmän tuloksiin.

#### **4.3.1 Tuulisarjojen vaikutukset markkinamallianalyysiin**

Kainuun aluesuunnitelmaa laskettaessa tuulivoimatuotannon ennusteena käytettiin koko Suomen tuulivoimamittauksista rakennettua tuulisarjaa. Tuulisarja edustaa koko Suomen keskimääräistä tuulivoimatuotantoa, mutta ei välttämättä sovi paikallisen tuotannon tarkasteluun. Vertaillaksemme paikallista tuulivoimatuotantoa koko Suomen tuulivoimatuotantoon, muodostetaan uusi tuulisarja. Käytetään tuulisarjan pohjana eräiden länsirannikolla olevien tuulivoimapuistojen mittauksia. Seuraavalla sivulla kuvassa 41 nähdään samassa kuvaajassa sekä koko Suomea, että paikallista länsirannikon tuotantoa edustava tuulisarja.

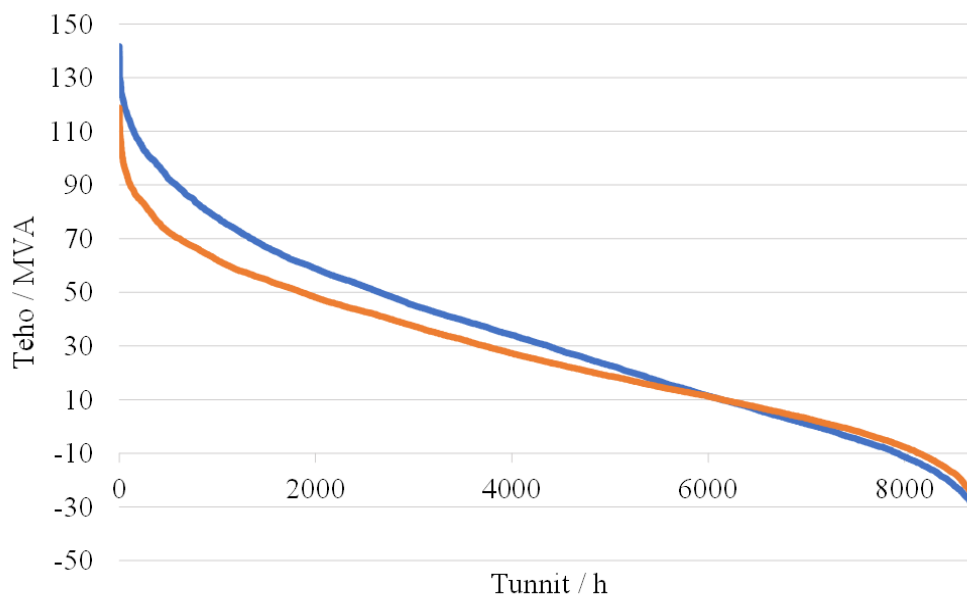


Kuva 41. Koko Suomen tuulisarja (oranssi käyrä) sekä länsirannikon paikallista tuulivoimatuotantoa kuvaava tuulisarja (sininen käyrä).

Vertaamalla kuvan 41 tuulisarjoja huomataan, että paikallista tuulivoimaa edustavalla tuulisarjalla huippuarvo on hieman suurempi ja huippukuormaa lähellä olevia arvoja on enemmän kuin koko Suomea edustavalla tuulisarjalla. Koko Suomen tuulivoimaa kuvaavassa tuulisarjassa mittausten sekoittuminen tasoittaa tuotantohuippuja, jolloin huippuarvoja syntyy ainoastaan kaikkien Suomen tuulipuistojen ollessa yhtäaikaaisesti lähellä huippukuormaansa. Paikallisen tuotannon tuulisarjalla kuormitushuippuja ja tätä lähellä olevia arvoja on siten selvästi enemmän.

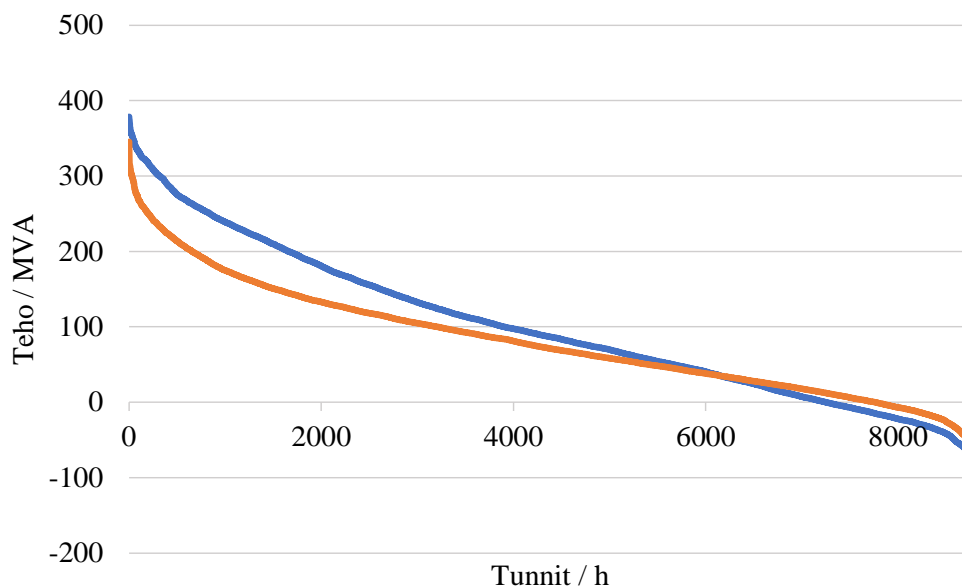
Alueellista tuotantoa edustava tuulisarja lisää siis tuulivoiman huipputuotannon aikaisia tunteja markkinamallissa ja siten verkon tehonsiirroista tulee suurempia, kuin käytettäessä koko Suomen tuulisarjaa. Vertaillaksemme tehonsiirtojen kasvua voimajohdoilla, tarkastellaan markkinamalliennusteen mukaisia pysyvyyskäyriä eri tuulisarjoilla. Käytetään tarkastelussa vuoden 2025 verkkomallia, jossa Haapaveden voimajohdot ovat säteittäiskäytössä.

Seuraavan sivun kuvassa 42 nähdään Nuojuan muuntajan pysyvyyskäyrä laskettuna koko Suomen tuulisarjalla sekä länsirannikon paikallisen tuotannon tuulisarjalla. Kuvaajista nähdään, että paikallisen tuotannon tuulisarjalla Nuojuan muuntaja kuormittuu useammin ja myös huippukuorma on suurempi. Huippukuorma ja tätä lähellä olevat tehot kasvavat noin 15 %.



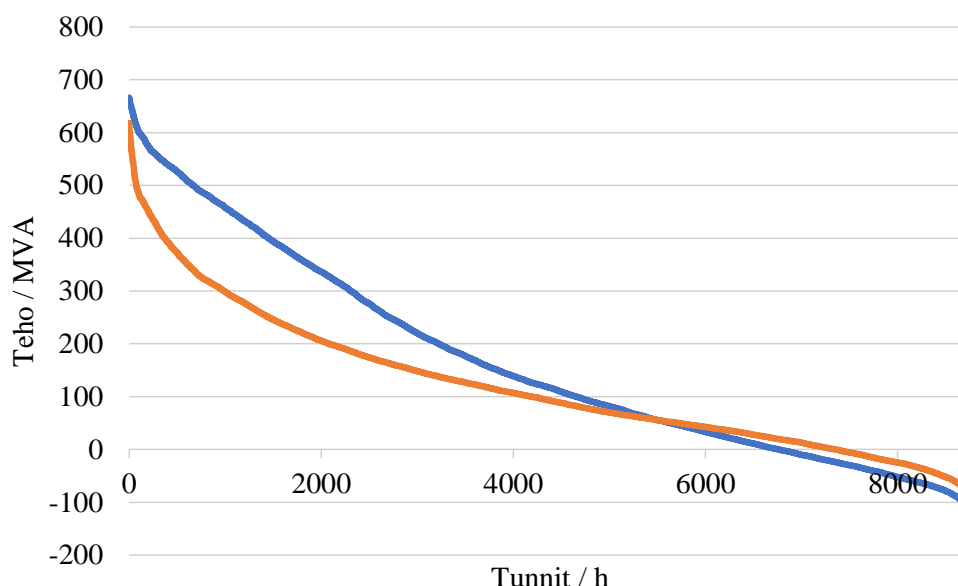
Kuva 42. Nuojuan 220/110 kV:n muuntajan pysyvyyskäyrä. Sininen käyrä kuvaa paikallisen tuotannon tuulisarjalla ja oranssi käyrä koko Suomen tuulisarjalla laskettua tehoa.

Kuvassa 43 nähdään Pyhäkoski-Utanen voimajohdon pysyvyyskäyrät koko Suomen tuulisarjalla sekä paikallisen tuotannon tuulisarjalla laskettuna. Paikallisen tuotannon tuulisarjalla laskettu pysyvyys on suhteellisesti saman verran ylempänä kuin Nuojuan muunnolla. Näin ollen sekä muuntojen, että voimajohtojen tehonsiirrot näyttäisivät kasvavan alueellisesti samassa suhteessa.



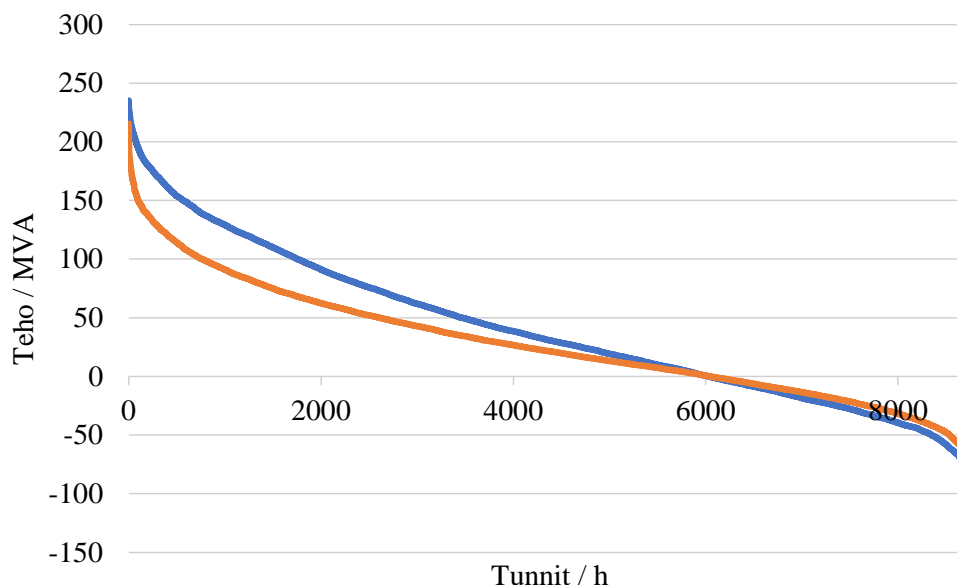
Kuva 43. 220 kV:n Pyhäkoski-Utanen voimajohdon pysyvyyskäyrä. Sininen käyrä kuvaa paikallisen tuotannon tuulisarjalla ja oranssi käyrä koko Suomen tuulisarjalla laskettua tehoa.

Kuvassa 44 on Vuolijoen muunnon pysyvyyskäyrät laskettuna eri tuulisarjoilla. Käytetty tuulisarja näyttää vaikuttavan Vuolijoen muunnon läpi kulkevaan tehoon enemmän kuin aiemmissa esimerkeissä. Tämä johtuu Vuolijoen suuresta tuulivoimamäärästä. Koska tuulivoimaa on paljon, myös tuulivoiman tuotannon vaihtelut näkyvät voimakkaammin muuntajien siirroissa. Vuolijoen muunnon pysyvyyskäyrät muistuttavatkin muodoltaan enemmän itse tuulisarjoja.



Kuva 44. Vuolijoen 400/110 kV:n muunnon pysyvyyskäyrä. Sininen käyrä kuvaa paikallisen tuotannon tuulisarjalla ja oranssi käyrä koko Suomen tuulisarjalla laskettua tehoa.

Seuraavalla sivulla kuvassa 45 on esitetty Nuojuja-Utanen voimajohdon pysyvyyskäyrät eri tuulisarjoilla laskettuna. Paikallisen tuotannon tuulisarjalla laskettu pysyvyys on suhteellisesti saman verran koko Suomen tuulisarjalla laskettua pysyvyyskäyrää ylempänä kuin Nuojujan muuntajalla ja Pyhäkoski-Utanen voimajohtolla. Tämä on johdonmukaista, sillä Nuojuja-Utanen voimajohto jatkuu Utasen asemalta Pyhäkoski-Utanen voimajohtona.



Kuva 45. 220 kV:n Nuojua-Utanen voimajohdon pysyvyyskäyrä. Sininen käyrä kuvaa paikallisen tuotannon tuulisarjalla ja oranssi käyrä koko Suomen tuulisarjalla laskettua tehoa.

Esitetyistä pysyvyyskäyristä nähtiin, että käytetyn tuulisarjan muoto vaikuttaa merkittävästi komponenttien tehonsiirtoihin ja siten tuulisarjan valinta on olennaista laskettaessa tuulivoimavaltuustien alueiden tehonsiirtoja. Kainuun tapauksessa koko Suomen tuulisarjalla lasketut markkinamallitulokset olivat selvästi PSS/E-laskelmia pienempiä ja länsirannikon tuulisarjalla lasketut tehonsiirrot suurempia. Kainuussa soveltuvien tuulisarja saattaisikin olla jossain koko Suomen tuulisarjan ja länsirannikon paikallisesta tuotannosta muodostetun tuulisarjan välillä. Suurimman haasteen tuulisarjojen muodostamisessa aiheuttaa paikallisten tuulimittausten puute.

#### 4.4 Jatkokehitystarpeet

Koska markkinamallimenetelmä ja siihen liittyvät työkalut ovat vasta testausvaiheessa, on niissä myös useita jatkokehitystarpeita. Markkinamallimenetelmään liittyvät kehitystarpeet voidaan jakaa PSS/E-laskennan, YALFCM-ohjelman, markkinamallien ja itse markkinamallimenetelmän kehitystarpeisiin.

PSS/E-laskennassa mitoittavan tilanteen määrittäminen aiheutti epätarkkuutta vertailtaessa markkinamallin mukaisia pysyvyyskäyriä ja PSS/E-laskentaa. Mitoittava tilanne luodaan usein etsimällä todellisista mittaustiedoista sellainen ajanjakso, jolloin määrätty verkko komponentit ovat suurimmassa kuormassaan. Kainuun tapauksessa uutta tuulivoimaa lisättiin laajalle alueelle, jolloin myös mitoittavia komponentteja oli useissa verkon osissa. Eri verkon osat ovat mitoittavassa tilanteessa puolestaan eri aikoina, jolloin yhteisen mitoittavan ajanhetken löytäminen on hankalaa. Laajan alueen tarkastelussa verkkoa olisikin hyvä laskea useilta eri ajankajoilta komponentista riippuen.

Tuulivoimaloiden yhteisvaikutusten tarkastelu eri tuulivoimayhdistelmillä moninkertaisti tarvittavien laskentojen määrän. Verkostolaskennan automatisointi vähentäisi käsin tehtävää työtä ja nopeuttaisi useampien verkon tilanteiden tarkastelua. Fingridillä onkin meneillään hanke, jossa tutkitaan verkostolaskennan automaation

lisäämistä verkon pullonkaulojen määrittämisessä. Tässä hankkeessa voitaisiin kehittää myös tuulivoimayhdistelmien laskennan automatisointia.

PSS/E-laskennassa mitoittavaksi ajanhetkeksi oletettiin tuulivoiman osalta tilanne, jolloin kaikki tuulivoimatuotanto ajoi täydellä teholla. Markkinamallitulosten perusteella tällaista tilannetta ei välttämättä esiinny. Jatkossa olisi hyödyllistä tarkastella, kuinka todennäköisesti erisuuruksilla alueilla tuulivoimalat ajavat yhtäaikaaisesti nimellistehollaan. Lisäksi tarkastelua voitaisiin jatkaa tutkimalla kuinka usein nämä tuotantohuiput osuvat verkon siirtotilanteiden kannalta pahimpiin aikoihin.

YALFCM-ohjelman suurin haaste oli paikallisen vesivoimatuotannon mallintaminen riittävällä tarkkuudella. Koska markkinamallista saadaan vesivoiman tuotantotiedot tuotantoryhmittäin, on lähes mahdotonta johtaa yksittäisten voimalaitosten tuotantoa käyttämättä todellisia mittauksia. Tarkemman vesivoimatuotannon ennustamiseksi muiden sähkömarkkinamallien käyttö markkinamallimenetelmässä saattaisikin tuoda lisäarvoa tarkastelulle. Esimerkiksi Samlastilla voitaisiin ennustaa vesivoimatuotantoa yksittäisille tuotantolaitoksille, mutta suuremmalla aikaresoluutiolla. Myös kuormien tarkempi mallinnus saattaisi parantaa laskennan tarkkuutta.

Koska YALFCM-ohjelma on vasta testausvaiheessa, on ohjelman käytettävyydessä erilaisia kehityskohtia. Erityisesti laskettavan alueen valinnassa ja muokkaamisessa sekä tuotantolaitosten ja kuormien lisäämisessä voidaan saavuttaa parannuksia. Näin esimerkiksi PSS/E:llä laskettuja verkkovahvistuksia olisi helpompi lisätä laskettaviin verkkomalleihin ja menetelmän tuloksia olisi mahdollista verrata suoraan PSS/E-laskelmiin, joissa vahvistukset ovat mukana. Kainuun tapauksessa tuloksia verrattiin ainoastaan eri vuosien lähtötilanteiden laskentatuloksiin, eikä verkkovahvistusten vaikutuksia markkinamalleihin tarkasteltu laajemmin.

Markkinamallimenetelmän tuloksiin vaikuttaa eniten markkinamalliennusteen tarkkuus. Kainuun laskennassa erityisesti tuulivoimantuotannon mallinnus aiheutti herkkyyttä tuloksiin ja siksi käytettävän tuulisarjan tulisi olla mahdollisimman totuudenmukainen. Koska tuulipuistot tulevat toisinaan alueille, joilta ei ole aiempia tuulimittauksia, olisi hyödyllistä kehittää menetelmää tuuliolosuhteiden mallintamiseksi. Diplomityön teon aikana oltiin yhteydessä Aalto-yliopiston tutkimusryhmään, joka teki vastaavanlaista tutkimusta tuuliolosuhteiden arvioimisesta, mutta tuulimittausten luottamuksellisuuden takia menetelmää ei ehditty hyödyntää vielä tässä työssä.

Markkinamallimenetelmää hyödynnettiin onnistuneesti päätötehojen ajalliseen tarkasteluun. Samalla tavalla menetelmää voitaisiin käyttää myös magneettikentälaskuissa, häviötarkasteluissa ja loistehojen simuloinnissa. Erityisesti uusien tuulivoimalaitosten pitkien liityntäjohtojen loistehotarkastelulle olisi käytännön tarvetta.

## 5. Yhteenveto

*Tämän diplomityön tavoitteena oli kehittää sähkömarkkinamalleja hyödyntävä menetelmä alueellisen verkkosuunnittelun työkaluksi sekä hyödyntää tätä työkalua Kainuun sähkönsiirtoverkon aluesuunnitelman tarkastelussa. Tutkimuksessa tuli selvittää kuinka ja miten sähkömarkkinamalleja voidaan hyödyntää alueellisessa verkkosuunnittelussa sekä kuinka luotettavia tuloksia menetelmä antaa. Lisäksi työssä tuli tarkastella menetelmän lähtötietojen vaikutuksia lopputuloksiin.*

### 5.1 Johtopäätökset

Tulevaisuuden tehonsiirtojen ajallista vaihtelua voidaan tarkastella sähkömarkkinamallien avulla ja niitä on toistaiseksi hyödynnetty pääasiassa 400 kV:n päävoimansiirtoverkon tarkastelussa. Alueellisella tasolla tarkkuus ei ole kuitenkaan ollut riittävää. Diplomityössä kehitetyllä BID3-sähkömarkkinamalla hyödyntävällä menetelmällä voidaan tarkastella sähkönsiirtoverkon tulevaisuuden tehonsiirtojen ajallista vaihtelua alueellisella tasolla. Menetelmää voidaan käyttää apuvälineenä alueellisen sähkönsiirtoverkon suunnittelussa ja komponenttien vahvistustarpeiden arvioinnissa. Menetelmän erityinen sovelluskohde on tehomuuntajien kuormituksen tarkastelu, sillä muuntajia voidaan ylikuormittaa kuormituksen kestosta riippuen selvästi muita komponentteja enemmän.

Markkinamallianalyysin tärkeä työkalu on YALFCM-ohjelma. Ohjelman avulla markkinamalliennusteen vuoden jokaiselle tunnille ennustamat tuotanto-, kulutus- ja rajasiirtotiedot voidaan ajaa PSS/E-ohjelmaan, joka laskee tehonsiirtotilanteen ennustettavan vuoden jokaiselle tunnille. YALFCM-ohjelma kokoaa mittaustulokset taulukkomuotoon, josta haluttujen komponenttien tehonsiirtojen aikasarjat ja pysyvyysskäyrät voidaan muodostaa.

Menetelmää kehitettäessä tarkasteltiin aluksi, kuinka hyvin YALFCM-ohjelma käsitteli syötettyjä lähtötilanteen markkinamallitietoja. BID-markkinamallin vesivoimaennusteiden suurpiirteisyydestä johtuen YALFCM-ohjelmalla lasketut tehonsiirrot eivät vastanneet Kainuun alueen mittauksia, joten markkinamalliin lisättiin Kainuun paikallinen tuotanto yksittäisinä tuotantolaitoksina. Paikallinen vesi- ja lämpövoima lisättiin todellisten mittaustietojen mukaan ja tulevaisuuden tuotanto ennustettiin skaalaamalla mittaustiedot suhteessa markkinamallin ennustamaan kokonaistuotannon muutokseen. Kainuun ulkopuolisena tuotantona ja kuormatietoina käytettiin markkinamallin ennusteita.

Paikallisen tuotannon lisäämisen jälkeen lähtötilanteen tulokset vastasivat hyvin Kainuun alueen todellisia mittauksia ja voitiin siirtyä tulevaisuuden tilanteiden tarkasteluun. Tulevaisuuden tilanteissa erityisesti lisääntyvän tuulivoiman merkitys korostui ja tarkasteltaessa markkinamallimenetelmän herkkyyttä käytetylle tuulisarjalle, havaittiin tuulisarjan valinnan vaikuttavan olennaisesti menetelmän lopputuloksiin. Koko Suomen tuulivoimatuotantoa kuvaavalla tuulisarjalla lasketut Kainuun alueen pullonkaulojen tehonsiirrot vastasivat huippuarvoiltaan PSS/E-laskelmia pienempiä tehonsiirtoja. Länsirannikon paikallista tuulivoimatuotantoa kuvaavalla tuulisarjalla tehot kasvoivat.

Kainuun aluesuunnitelmaa laskettaessa markkinamallianalyysi antoi erinomaisen näkökulman verkkovahvistusten tarkasteluun. Aluesuunnitelma laskettiin perinteisesti pysyvän tilanteen PSS/E-laskentana ja saatuja tuloksia verrattiin

markkinamallimenetelmän mukaisiin tehonsiirtoihin ja tehonsiirtojen pysyvyyskäyriin. Markkinamallimenetelmällä havaittiin, että PSS/E-laskennassa käytetty mitoitettava tilanne oli markkinamallin ennustamaa tilannetta pahempi. Toisaalta tuulisarjaa muuttamalla myös markkinamallitulokset muuttuivat suuremmiksi. Kainuun alueen laskennassa huomioitiin kaikki Kainuun alueelle suunnitteilla oleva tuulivoima, jonka kokonaisnimellisteho oli 1060 MVA. Aluesuunnitelma saatiin tehtyä tavoitteiden mukaisesti vuoteen 2030 asti ja laskennassa käytettiin vuosien 2015, 2020, 2025 ja 2030 verkkomalleja.

Markkinamallimenetelmälle asetetut tavoitteet saavutettiin. Markkinamalliennusteet saatiin siirrettyä PSS/E-ohjelmalle ja saatuja tuloksia analysoitiin onnistuneesti. Tulokset vastasivat riittävää tarkkuutta alueellisen verkkosuunnittelun tarpeisiin, mutta tarkkuuden parantamiseksi löydettiin myös kehityskohteita. Menetelmällä nähdään olevan hyvät edellytykset yleistyä verkostolaskennassa.

Markkinamallimenetelmän vahvuus on tulevaisuuden kuormitushuippujen ajallisen keston ennustaminen ja siten kantaverkon vahvistustarpeiden aiempaa tehokkaampi optimointi. Menetelmän avulla säästytään verkon ylimitoittamiselta ja saadaan taloudellista hyötyä. Heikkouksina ovat menetelmän herkkyyys lähtötiedoille sekä YALFCM-ohjelman toistaiseksi monimutkainen käytettävyys.

Menetelmän jatkokäytön osalta suositellaan erityisesti YALFCM-ohjelman jatkokehittämistä ja markkinamallianalyysin suorittamista tuotantopohjaltaan erilaisilla kantaverkon alueilla. Menetelmän hyödyntämistä suositellaan myös yli vuoden mittaisilla markkinamalliennusteilla sekä eri tarkoituksissa, kuten loistehotarkasteluissa.

Diplomityössä kehitettyä menetelmää ei ole taustaselvitysten perusteella aikaisemmin tutkittu ja jotkin menetelmässä käytetyt työkalut ovat ainoastaan Fingrid Oyj:n käytössä. Näin ollen taustamateriaalina käytettiin osittain Fingridin sisäisiä lähteitä, jotka eivät ole saatavilla ulkopuolisille. Fingridin asiakkaisiin liittyviä yksityiskohtaisia tietoja suojeltiin ja esimerkiksi tuulivoimapuistoihin liittyvien tietojen osalta käytettiin ainoastaan julkisista lähteistä löytyvää materiaalia. Työn tavoitteiden saavuttamisessa auttoi aiempi kokemus alueellisen verkkosuunnittelun parissa.



## Lähdeluettelo

- [1] Fingrid Oyj. Kantaverkon kansallinen 10-vuotissuunnitelma. 12/2012. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 7.3.2014]. Saatavilla: [http://www.fingrid.fi/fi/verkkohankkeet/voimajohtoliitteet/kantaverkon\\_kansallinen\\_10-vuotissuunnitelma\\_12-2012.pdf](http://www.fingrid.fi/fi/verkkohankkeet/voimajohtoliitteet/kantaverkon_kansallinen_10-vuotissuunnitelma_12-2012.pdf)
- [2] Fingrid Oyj. Verkkohankkeet. [Verkkosivu]. [Viitattu 7.3.2014]. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/fi/verkkohankkeet/Sivut/default.aspx>
- [3] Fingrid Oyj:n vuosikertomus 2012. Lönnberg Painot Oy 2013. 154 s.
- [4] Elovaara, J. & Haarla, L. Sähköverkot 1. Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta. Helsinki Otatieto, 2011. 520 s. ISBN 978-951-672-360-3.
- [5] Laki 588/2013. Sähkömarkkinalaki 9.8.2013. [Viitattu 7.3.2014]. Saatavilla: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>
- [6] Fingrid Oyj. Voimansiirtoverkko. [Verkkosivu]. [Viitattu 7.3.2014]. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/fi/yhtio/esittely/voimansiirtoverkko/Sivut/default.aspx>
- [7] Fingrid Oyj. Suomen kantaverkkokartta 2014. Helsinki, 2014. Sisäinen teos.
- [8] UPM-Kymmenen sidosryhmälehti: The Griffin. [Verkkosivu]. [Viitattu 7.3.2014]. Saatavilla: <http://thegriffin.upm-kymmene.com/fi/t%C3%A4ss%C3%A4-numerossa-3/2011/energia,-sellu,-mets%C3%A4,-sahatavara/maailman-suurimmat-s%C3%A4hk%C3%B6markkinat.html>
- [9] Fingrid Oyj. Laasonen, M. & al. Kantaverkon käsikirja. 682 s. Sisäinen teos. Helsinki 2011.
- [10] Elovaara, J. & Haarla, L. Sähköverkot 2. Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet. Helsinki Otatieto, 2011. 551 s. ISBN 978-951-672-363-4.
- [11] Fingrid Oyj. Johtojen kuormitettavuuksia. Sisäinen raportti. Helsinki, 2013.
- [12] Siemens Energy Inc, Power Distribution Division. PSS/E. Erlangen, Saksa 2009. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 1.4.2014.] Saatavilla: <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/software-solutions/planning-data-management-software/planning-simulation/Pages/PSS-E.aspx#>
- [13] Asiantuntijahaastattelu Fingrid Oyj:ssä. Lökkisepäntie 21, 00620 Helsinki. Fingrid Oyj:n verkkosuunnittelu-yksikön erikoisasiantuntija Antero Reilander. 11.3.2014.
- [14] Lehtonen, P. Operating safety and electrical work safety in Fingrid's grid. Helsinki 2012. 96 s. Fingrid Oyj:n esite.

- [15] Stiftelsen for industriell og teknisk forskning (SINTEF). Multi-area Power-market Simulator (EMPS). [Verkkodokumentti]. [Viitattu 12.3.2014]. Saatavilla: <http://www.sintef.no/home/SINTEF-Energy-Research/Project-work/Hydro-thermal-operation-and-expansion-planning/EMPS/>
- [16] Stoft, S. Power System Economics. Designing Markets for Electricity. IEEE/Wiley 2002. 496 s. ISBN 0-471-15040-1.
- [17] Hornnes, K.S. & al. Main grid development planning in a deregulated market regime. Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. 5 s. IEEE 2000. ISBN 0-7803-5935-6.
- [18] Makkonen, M. & Viljanen, S. Costs of Insufficient Transmission Network Investments - Case: the Nordic Electricity Market. European Energy Market (EEM), 2012 9th International Conference. [Viitattu 13.3.2014]. Saatavilla <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6254742>.
- [19] Pöyry Oyj. BID3 Power Market Model. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 13.3.2014]. Saatavilla: [http://www.poyry.com/sites/default/files/imce/bid3\\_brochurev1\\_0.pdf](http://www.poyry.com/sites/default/files/imce/bid3_brochurev1_0.pdf)
- [20] Kainuun maakuntaportaali: Koko Kainuu verkossa. [Verkkosivu]. [Viitattu 14.3.2014]. Saatavilla: <http://www.kainuu.fi/index.php?mid=2&la=fi>
- [21] Fingrid Oyj. Kainuun alueselvitys. Helsinki 2002. Sisäinen raportti.
- [22] Fingrid Oyj. Kainuun investointiesitykset. Helsinki 2011 ja 2012. Sisäinen raportti.
- [23] Valtiontalouden tarkastusviraston toimintakertomukset 176/2008. Valot päällä valtakunnassa. Pohjoismainen sähköhuollon valmiuyhteistyö. Helsinki 2008. 121 s. ISBN 978-952-499-068-4. [Viitattu: 20.3.2014]. Saatavilla: [http://www.vtv.fi/files/138/1762008\\_Valot\\_paalla\\_Pohjolassa\\_Netti.pdf](http://www.vtv.fi/files/138/1762008_Valot_paalla_Pohjolassa_Netti.pdf)
- [24] Vesirakentaja Oy. Hydroplants in Finland. [Verkkosivu]. [Viitattu 25.3.2014]. Saatavilla: <http://www.vesirakentaja.fi/voimalaitokset/Vesivoimalaitokset.html>
- [25] Vesirakentaja Oy. Voimaa vedestä 2007. Oulujoen vesistöalue. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 25.3.2014]. Saatavilla: <http://www.vesirakentaja.fi/html/vesistot/59%20Oulujoki.pdf>
- [26] Fortum Oyj. Vesivoimalaitokset. [Verkkosivu]. [Viitattu 1.4.2014]. Saatavilla: <http://www.fortum.com/fi/energiantuotanto/vesivoima/vesivoima/pages/default.aspx>
- [27] Kainuun voima Oy. Energiantuotanto [Verkkosivu]. [Viitattu 1.4.2014] Saatavilla: <http://www.kainuunvoima.fi/energia.html#vesi>
- [28] UPM-Kymmene Oyj. Globaalit toiminnot ja tuotantolaitokset. [Verkkosivu]. [Viitattu 1.4.2014]. Saatavilla: <http://www.upm.com/FI/UPM/UPM-Lyhyesti/Globaalit-toiminnot/Pages/default.aspx>
- [29] Fingrid Oyj. Voimalaitostaulukko. Helsinki 2014. Sisäinen raportti.

- [30] Kauppila, P & Räisänen, M. L & Myllyoja, S. Suomen ympäristökeskus. Metallimalmikaivostoiminnan parhaat ympäristökäytännöt. Helsinki 2011. 213 s. ISBN 978-952-11-3941-3. [Viitattu 26.3.2014]. Saatavilla: [https://helda.helsinki.fi/bitstream/handle/10138/37056/SY\\_29\\_2011.pdf?sequence=3](https://helda.helsinki.fi/bitstream/handle/10138/37056/SY_29_2011.pdf?sequence=3)
- [31] YLE Uutiset Kainuu. Mondo Minerals avasi uuden kaivoksen Sotkamossa. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 1.4.2014]. Saatavilla: [http://yle.fi/uutiset/mondo\\_minerals\\_avasi\\_uuden\\_kaivoksen\\_sotkamossa/5652409](http://yle.fi/uutiset/mondo_minerals_avasi_uuden_kaivoksen_sotkamossa/5652409)
- [32] Kainuun ELY-keskuksen vastaus Kainuun maakunta-kuntayhtymälle tehtyyn valtuustoaloitteeseen; "Kaivannaistoiminnan vireillä olevat hankkeet Kainuussa". [Verkkodokumentti]. [Viitattu 1.4.2014]. Saatavilla: [http://sote.kainuu.fi/general/Uploads\\_files/Ymparisto/Kaivostoiminnan\\_vireilla\\_olevat\\_hankkeet.pdf](http://sote.kainuu.fi/general/Uploads_files/Ymparisto/Kaivostoiminnan_vireilla_olevat_hankkeet.pdf)
- [33] TEM raportteja 23/2012. Suomen kaivosteollisuuden tilannekatsaus vuonna 2012. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 1.4.2014]. Saatavilla: [https://www.tem.fi/files/34066/TEMrap\\_23\\_2012.pdf](https://www.tem.fi/files/34066/TEMrap_23_2012.pdf)
- [34] Talvivaaran Kaivososakeyhtiö Oyj. Pörssitiedote 17.12.2013. Talvivaara Sotkamo Oy:n yrityssaneerausmenettely käynnistyy. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 1.4.2014]. Saatavilla: <http://hugin.info/136227/R/1750372/589794.pdf>
- [35] Transtech Oy kotisivut. [Verkkosivu]. [Viitattu 26.3.2014]. Saatavilla: <http://www.transtech.fi/>
- [36] Renforsin ranta. Yritysalue - Kajaani. [Verkkosivu]. [Viitattu 25.3.2014]. Saatavilla: <http://www.renforsinranta.fi/index.php>
- [37] Pohjois-Karjalan ympäristökeskus. Ympäristövaikutusten arviointiselostus 2.2.2007. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 26.3.2014]. Saatavilla: [www.ymparisto.fi](http://www.ymparisto.fi)
- [38] Fingrid Oyj. Voimajohtojen toimenpideohjelma. Helsinki 2013. Sisäinen raportti.
- [39] Kainuun maakuntaportaali: Koko Kainuu verkossa. Väestökehitys Kainuussa 1960 – 2013. [Verkkosivu]. [Viitattu 2.4.2014]. Saatavilla: [http://www.kainuu.fi/index.php?mid=2\\_406\\_407&la=fi](http://www.kainuu.fi/index.php?mid=2_406_407&la=fi)
- [40] Kainuun maakuntaportaali: Koko Kainuu verkossa. Tilastokeskuksen väestöennuste Kainuu 2012 – 2040. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 3.4.2014]. Saatavilla: [http://www.kainuu.fi/index.php?mid=2\\_406\\_407&la=fi](http://www.kainuu.fi/index.php?mid=2_406_407&la=fi)
- [41] T. Pekkonen. Stora Enso, Varkauden tehtaiden 6-110 kV kojeistojen ja katkaisijoiden elinkaarikartoitus ja riskilukujen määrittäminen. Opinnäytetyö. Mikkelin ammattikorkeakoulu 2014. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 3.4.2014]. Saatavilla: [http://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/70448/Pekkonen\\_Tuomo.pdf?sequence=1](http://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/70448/Pekkonen_Tuomo.pdf?sequence=1)

- [42] Fingrid Oyj. Johdinarvot. Helsinki 2010. Sisäinen raportti.
- [43] Aro, M., Elovaara, J. & al. Suurjännitetekniikka. Toinen painos. Helsinki 2003. 520 s. ISBN 951-672-320-9.
- [44] Energiateollisuus ry. Sähköntuotanto. [Verkkosivu]. [Viitattu 10.4.2014]. Saatavilla: <http://energia.fi/energia-ja-ymparisto/sahkontuotanto>
- [45] Norjan öljy- ja energiaministeriö: Ministry of Petroleum and Energy. Electricity generation. [Verkkosivu]. [Viitattu 10.4.2014]. Saatavilla: <http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/Subject/energy-in-norway/Electricity-generation.html?id=440487>
- [46] Energiateollisuus ry. Hinnan määräytyminen sähköpörssissä. [Internetsivu]. [Viitattu 11.4.2014]. Saatavilla: <http://energia.fi/sahkomarkkinat/tukkumarkkinat/hinnan-maaraytyminen-sahkoporssissa>
- [47] Energiateollisuus ry. Voimalaitostyytit. [Verkkosivu]. [Viitattu 14.4.2014]. Saatavilla: <http://energia.fi/energia-ja-ymp-rist/s-hk-ntuotanto/voimalaitostyytit>
- [48] Asiantuntijahaastattelu Fingrid Oyj:ssä. Lökkisepäntie 21, 00620 Helsinki. Fingrid Oyj:n verkkosuunnittelu-yksikön asiantuntija Kaisa Nykänen. 25.6.2014.
- [49] Suomen Tuulivoimayhdistys ry. Toimintasuunnitelma ja talousarvio 2013. Helsinki 2013. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 7.7.2014]. Saatavilla: [http://www.tuulivoimayhdistys.fi/sites/www.tuulivoimayhdistys.fi/files/toimintasuu nnitelma\\_ja\\_talousarvio\\_2013.pdf](http://www.tuulivoimayhdistys.fi/sites/www.tuulivoimayhdistys.fi/files/toimintasuu nnitelma_ja_talousarvio_2013.pdf)
- [50] Fingrid Oyj. Kunnonhallinta-asiantuntija Jarmo Lahtoniemen kanssa käydyt sähköpostikeskustelut 7.7.2014.
- [51] Fingrid Oyj. 220 kV muuntajien siirrot. Helsinki 2014. Sisäinen raportti.
- [52] Loiste Sähköverkko Oy. Sähköpostikeskustelut Loiste Sähköverkko Oy:n tuotepäällikkö Jani-Pekka Pantin kanssa 6.6.2014.
- [53] Asiantuntijahaastattelu Fingrid Oyj:ssä. Lökkisepäntie 21, 00620 Helsinki. Fingrid Oyj:n verkonhoito-yksikön erikoisasiantuntija Daniel Kuosa. 11.8.2014.
- [54] Ilmatieteen laitos. Lämmitystarveluku eli astepäiväluku. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 27.8.2014]. Saatavilla: <http://ilmatieteenlaitos.fi/lammitystarveluvut>
- [55] Aura, L. & Tonteri, A. J. Sähkölaitostekniikka. Ensimmäinen painos. Porvoo 1993. 433 s. ISBN 951-0-18558-2.
- [56] Aura, L. & Tonteri, A. J. Teoreettinen sähkötekniikka ja sähkökoneiden perusteet. 3. - 6. painos. WSOY pro Oy 2009. 448 s. ISBN 978-951-0-21385-8.
- [57] Nord Pool Spot. Elspot market overview. [Verkkosivu]. [Viitattu 1.9.2014]. Saatavilla: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Maps/Elspot-Market-Overview/Elspot-Prices/>

- [58] Gary H. Fox. Power System Selectivity: The Basics of Protective Coordination. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 3.9.2014]. Saatavilla: [http://www.netaworld.org/sites/default/files/public/neta-journals/NWwtr09\\_Fox.pdf](http://www.netaworld.org/sites/default/files/public/neta-journals/NWwtr09_Fox.pdf)
- [59] Weedy, B. M. Electric Power Systems. Third Edition Revised. John Wiley & Sons Ltd 1987. 538 s. ISBN 0 471 91659 5.
- [60] Asiantuntijahaastattelu Fingrid Oyj:ssä. Lökkisepäntie 21, 00620 Helsinki. Fingrid Oyj:n voimajärjestelmän suunnittelu-yksikön asiantuntija Risto Kuusi. 4.9.2014.
- [61] Estonian wind power association. The national audit office: the price of electricity forms in the market based on marginal costs. [Verkkosivu]. [Viitattu 29.9.2014]. Saatavilla: <http://www.tuuleenergia.ee/en/2012/10/the-national-audit-office-the-price-of-electricity-forms-in-the-market-based-on-marginal-costs/>

## Liite A: Nuojua - Seitenoikea yhteyden kuormitettavuus

Elnet -järjestelmän mukainen Nuojua - Seitenoikea voimajohdon kuormitettavuus ja sitä rajoittavat komponentit 27.8.2014. Laitteiden tehorajoituksia tarkastelemalla huomataan, että voimajohdon kuormitusta rajoittavat ensimmäisenä virtamuuntajat.



VOIMAJOHDON KUORMITETTAVUUS 1 (1 )

27.08.2014

Rajoittava tehoarvo 183 MVA

### HEIKOIMMAT JOHDINTYYPIT

Asemaväli	Runko	Johdintyyppi	Virta A	Teho MVA
NUOJUA - SEITENOIKEA	X	2*Ibis	1040	396

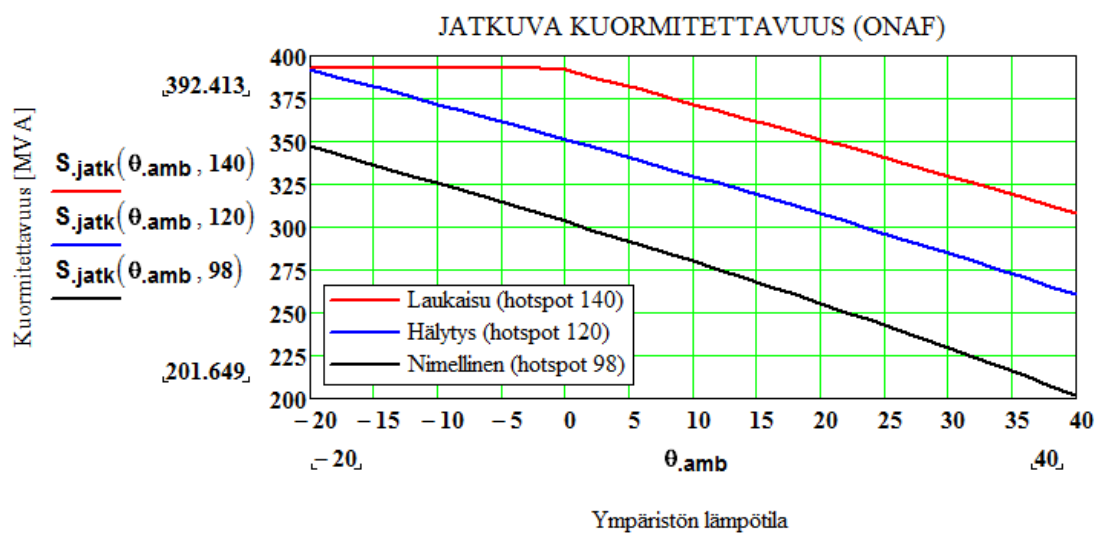
VOIMAJOHTO		2*Ibis	1040	396
------------	--	--------	------	-----

### LAITTEET, VÄLIJOHDOT JA RELEET

Asema	Laite	Virta A	Teho MVA
NUOJUA	2.01.VM.R	480	183
NUOJUA	2.01.VM.S	480	183
NUOJUA	2.01.VM.T	480	183
SEITENOIKEA	I/t	662	252
SEITENOIKEA	AD01T11	720	274
SEITENOIKEA	AD01T12	720	274
SEITENOIKEA	AD01T13	720	274
SEITENOIKEA	Z	951	362
NUOJUA	I/t	1018	388
NUOJUA	Z	1588	605
NUOJUA	2.01.1	1600	610
NUOJUA	2.01.2	1600	610
NUOJUA	2.01.3	1600	610
NUOJUA	2.01.4	1600	610
SEITENOIKEA	AD01Q1	1600	610
SEITENOIKEA	AD01Q3	1600	610
SEITENOIKEA	AD01Q4	1600	610
NUOJUA	2.01.0	3150	1200
SEITENOIKEA	AD01Q0	3150	1200

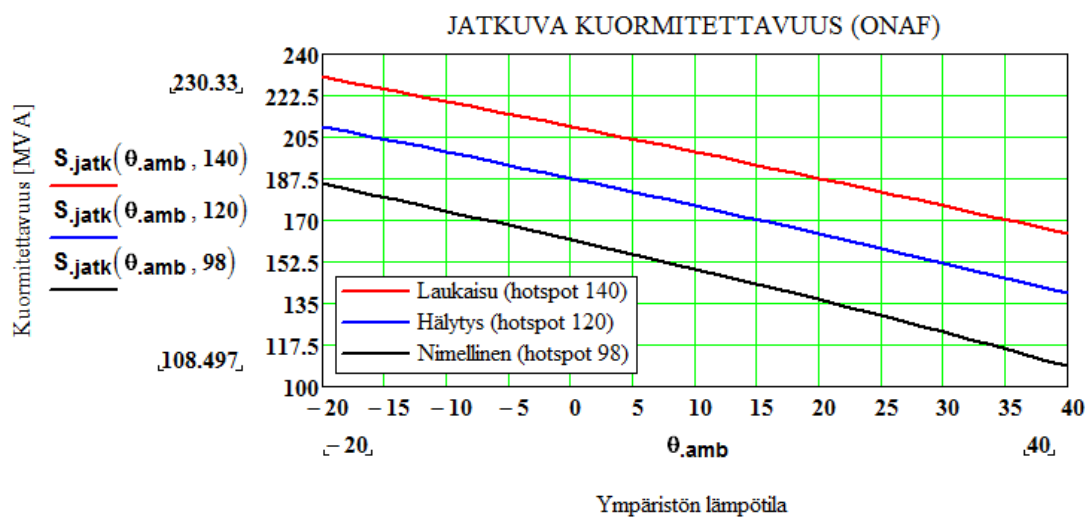
## Liite B: Ventusnevan muuntajan kuormitettavuus

Ventusnevan 220/110 kV:n ja 250 MVA:n päämuuntajan yksilöllinen kuormitettavuus ympäristön lämpötilan funktiona.



## Liite C: Nuojuan muuntajan kuormitettavuus

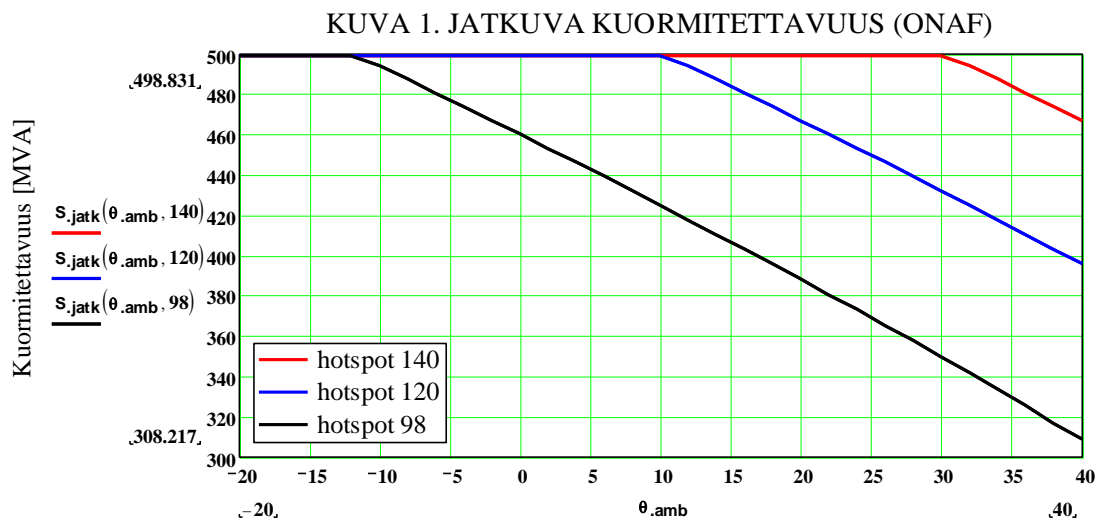
Nuojuan 220/110 kV:n ja 160 MVA:n päämuuntajan yksilöllinen kuormitettavuus ympäristön lämpötilan funktiona.





## Liite D: Vuolijoen muuntajan kuormitettavuus

Vuolijoen 400/110 kV:n ja 400 MVA:n päämuuntajan 1 yksilöllinen kuormitettavuus ympäristön lämpötilan funktiona.



Vuolijoen 400/110 kV:n ja 400 MVA:n päämuuntajan 2 yksilöllinen kuormitettavuus ympäristön lämpötilan funktiona.

